

Проект

УТВЕРЖДЕНА
распоряжением Правительства
Российской Федерации

от _____ г. № _____

Энергетическая стратегия России
на период до 2035 года

Оглавление

Введение	3
1. Состояние, вызовы и тенденции развития мировой и российской энергетики	6
1.1. Внутренние проблемы и возможности энергетического развития	6
1.2. Внешние вызовы и экспортные возможности российского ТЭК	7
2. Цель, задачи, приоритеты и этапы реализации	11
2.1. Цель и задачи развития энергетического сектора	11
2.2. Приоритеты государственной энергетической политики	14
2.3. Этапы реализации	15
3. Направления и задачи развития отраслей ТЭК	16
3.1. Нефтяная отрасль	16
3.2. Газовая отрасль	20
3.3. Нефтегазохимическая промышленность	24
3.4. Угольная отрасль	25
3.5. Электроэнергетическая и теплоэнергетическая отрасли	27
3.6. Атомная энергетика и ядерный топливный цикл	31
3.7. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии	33
4. Направления и задачи развития сфер государственного управления энергетикой	36
4.1. Недропользование	36
4.2. Энергосбережение и повышение энергоэффективности	39
4.3. Охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата	41
4.4. Импортозамещение и взаимодействие с промышленностью	43
4.5. Научно-техническая и инновационная деятельность	44
4.6. Социальная сфера и развитие человеческого капитала	47
4.7. Региональная политика	50
4.8. Международные отношения	54
5. Механизмы реализации	57
6. Ожидаемые результаты	62
Заключение	65
Определения	66
Список используемых обозначений и сокращений	68
<i>Приложение А</i>	69
Ход реализации действующей Энергетической стратегии России на период до 2030 года	69
<i>Приложение Б</i>	71
Значения индикаторов реализации Стратегии	71
<i>Приложение В</i>	73
Прогнозные показатели динамики внутреннего и внешнего спроса на энергетические ресурсы	73
<i>В.1. Основные показатели базового прогноза Минэкономразвития России</i>	74
<i>В.2. Основные показатели прогноза ОНДП Минэкономразвития России</i>	75

<i>В.3. Прогнозные показатели динамики внутреннего спроса на энергетические ресурсы на период до 2035 года</i>	76
<i>В.4. Прогнозные показатели динамики экспорта российских энергоресурсов на период до 2035 года</i>	77
<i>Приложение Г</i>	78
<i>Приоритетные энергетические технологии</i>	78
<i>Г.1. Воспроизводство ресурсной базы энергетики</i>	78
<i>Г.2. Добыча ископаемых топлив</i>	80
<i>Г.3. Переработка ископаемых топлив</i>	82
<i>Г.4. Производство электрической и тепловой энергии на базе органических топлив</i>	83
<i>Г.5. Безопасная атомная энергетика</i>	88
<i>Г.6. Использование возобновляемых источников энергии</i>	89
<i>Г.7. Эффективные энергетические системы будущего</i>	92
<i>Г.8. Эффективное потребление энергии</i>	93
<i>Г.9. Прорывные технологии и риски развития российской энергетики</i>	95

Введение

Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (далее – Стратегия) разработана во исполнение поручения Президента Российской Федерации от 6 июля 2013 г. № Пр-1471 о корректировке Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р и предусматривающей обновление каждые пять лет. Продление стратегического периода до 2035 года выполнено в соответствии с поручением Правительства Российской Федерации (протокол заседания Правительства Российской Федерации от 30 октября 2013 г. № 38).

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 энергетического сектора (нефтяная, газовая, угольная, электроэнергетическая и теплоэнергетическая отрасли) и для энергетики как сферы государственного управления.

Стратегия основана на следующих документах:

- ежегодное послание Президента Российской Федерации Федеральному Собранию Российской Федерации от 4 декабря 2014 г.;
- основные направления деятельности Правительства Российской Федерации на период до 2018 года (новая редакция), утвержденные Правительством Российской Федерации 14 мая 2015 г. № 2914п-П13;
- прогноз научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденный Правительством Российской Федерации 3 января 2014 г.;
- основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на долгосрочный период, представленные Минэкономразвития России (письмо от 10 июня 2015 г. № 15339-АВ/ДОЗи) по запросу Минэнерго России (далее – прогноз Минэкономразвития России);
- стратегия национальной безопасности Российской Федерации до 2020 года, утвержденная указом Президента Российской Федерации от 12 мая 2009 г. № 537;
- доктрина энергетической безопасности, утвержденная Президентом Российской Федерации 29 ноября 2012 года;
- распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р об утверждении Энергетической стратегии России на период до 2030 года.

Стратегия учитывает результаты ежегодного мониторинга выполнения Энергетической стратегии России на период до 2030 года (далее – ЭС-2030), который показал, что главные количественные параметры топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) – объемы внутреннего потребления и общего производства первичной энергии и электроэнергии – в целом находятся в диапазонах, предусмотренных для первого этапа ЭС-2030. Однако план мероприятий по реализации первого этапа ЭС-2030 реализован не в полном объеме. Ряд показателей не достигнут, а некоторые сформировавшиеся тенденции противоположны тем, которые необходимы для реализации ЭС-2030. В частности, снижение энергоемкости экономики отстает от индикаторов ЭС-2030, декларированное в ней уменьшение отношения объемов экспорта к внутреннему потреблению энергоресурсов опровергнуто ростом данного отношения, доля угля в топливно-энергетическом балансе не растет, а снижается (основные результаты мониторинга реализации ЭС-2030 даны в Приложении А).

Дополнительного анализа и существенного пересмотра прогнозов развития российского ТЭК потребовал геополитический кризис, начавшийся в 2014 году, повлекший за собой введение рядом ведущих стран финансовых, технологических и иных санкций против России, а также глубокое и устойчивое падение цен на нефть на мировом рынке. Эти и другие события продемонстрировали перелом ряда долговременных тенденций мирового развития и начало нового этапа существенно более жесткой 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 «целевой». В качестве базового года выбран 2014 год, прогнозные расчеты выполнялись на модельно-информационном комплексе SCANNER ИНЭИ РАН.

В **консервативном сценарии** приняты основные параметры базового варианта прогноза Минэкономразвития России, который был детализирован в отраслевом разрезе до уровня, необходимого для определения спроса на основные виды топлива и энергии, дополнен прогнозами

развития экономики федеральных округов по основным видам деятельности, уточнен в части развития ТЭК и энергетического экспорта и продлен на период до 2035 года.

В этом сценарии, в частности, учтены принятые в 2014 году санкции США и ЕС против банковского и энергетического секторов России, и приняты допущения о снижении среднегодовых цен нефти «Urals» до 55 долл./барр. в 2015 году с возвращением их в течение пяти лет к 80 долл./барр. и медленным ростом к 2035 году до 95-105 долл./барр. Рост российской экономики ожидается умеренным – в 1,5 раза в 2015-2035 годах или в среднем за период на 1,9 % ежегодно.

Целевой сценарий предполагает максимально полное использование потенциала энергетического сектора для ускорения роста экономики и повышения благосостояния населения России в сочетании с более оптимистичным прогнозом мирового спроса и мировых цен на энергоресурсы. Предусмотренные и учтенные в Стратегии институциональные, ценовые и налоговые меры, инвестиционные проекты позволят полнее задействовать целый ряд факторов ускорения развития российской экономики, в том числе:

- рост добавленной стоимости;
- опережающее развитие энергетической инфраструктуры, особенно в восточных районах страны;
- повышение за счет использования инновационных технологий энергетической эффективности преобразования (в электроэнергию и тепло) и конечного использования потребителями всех видов энергоресурсов при умеренном повышении их цен;
- дополнительный прирост инвестиций в отрасли ТЭК с увеличением их мультипликативного влияния на экономику России.

С учетом синергетических эффектов это позволит увеличить ВВП страны за период с 2015 по 2035 год в 1,9 раза при среднегодовых темпах роста 3,1 % с достижением ежегодного роста экономики на 4 % в последнем десятилетии прогнозного периода.

При постановке задач и в прогнозных расчетах учитывалось возможное влияние на развитие энергетического сектора широкого круга прорывных и приоритетных технологий (Приложение Г).

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 широкой экспертной общественности.

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

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

Доля ТЭК в инвестициях в основной капитал и в структуре доходов федерального бюджета составляет около одной трети, а в российском экспорте (в стоимостном выражении) – около 70 %. Вклад ТЭК в ВВП страны составляет 25–26 % при доле занятых в ТЭК в 3,7 % 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. В стране имеется потенциал энергосбережения, достигающий третьей части текущего энергопотребления, и существуют возможности значительного повышения экономической эффективности энергетических проектов.

Мощный импульс развитию ТЭК может дать освоение природных ресурсов на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири и создание там ориентированных в основном на экспорт крупных топливных баз, а также энергоемких комплексов по производству высококачественных материалов и изделий высоких уровней передела.

В то же время анализ состояния и перспектив социально-экономического развития России и ситуации на мировых энергетических рынках показывает, что энергетика России сталкивается со сложным комплексом внутренних проблем и неординарных внешних вызовов.

Среди основных внутренних проблем и ограничений развития следует выделить следующие:

- низкие темпы роста и текущая рецессия российской экономики, 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, снижение размеров и качества новых геологических открытий, что увеличивает капиталоемкость освоения сложных и удаленных провинций;

- технологическое отставание российского ТЭК от уровня развитых стран и высокий уровень зависимости от импорта некоторых видов оборудования, материалов и услуг, что в условиях санкций может отсрочить реализацию отдельных инвестиционных проектов;
- высокий износ инфраструктуры и производственных фондов;
- чрезмерная зависимость от внешних нестабильных энергетических рынков;
- 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. Наиболее высокими темпами будут развиваться отрасли промежуточного спроса, в том числе отрасли химического комплекса, металлургическое производство и производство готовых металлических изделий. Близкими к ним темпами будут развиваться отрасли потребительского комплекса.

С учетом ожидаемой динамики экономики в относительно благоприятных условиях, изменений ее структуры и удельной энергоемкости, увеличение внутреннего потребления первичной энергии в 2015-2035 гг. прогнозируется (в целевом сценарии) на 17 %, а рост спроса на электроэнергию – на 36%. Транспорт может увеличить более чем на 20 % расход моторного топлива. В коммунальном секторе потребление первичной энергии увеличится на 17 %, в производственном секторе – на 12 %.

В региональном аспекте наиболее динамичный рост потребления первичной энергии может показать Дальневосточный федеральный округ (в 1,5 раза) и Сибирский федеральный округ; наибольший прирост потребления электроэнергии (в 1,5 раза) ожидается в Дальневосточном и Крымском федеральных округах.

Прогнозные показатели внутреннего спроса на энергетические ресурсы по сценариям и этапам Стратегии приведены в Приложении В.

1.2. Внешние вызовы и экспортные возможности российского ТЭК

В 2012-2014 гг. Россия по добыче нефти (включая газовый конденсат) делила первое-второе место в мире с Саудовской Аравией (12,7 – 12,9 % мировой добычи в 2014 году) и была вторым в мире экспортером нефти. По добыче природного газа Россия (19,6 % в 2013 году, 16,7 % в 2014 году) уступает только США (21,4 % мировой добычи в 2014 году), но уверенно удерживает первое место по экспорту газа. В добыче угля Россия занимает шестое место (4,3 %), а по объемам

экспорта – третье место в мире. В ядерной энергетике лидируют США (33,1 % мирового производства электрической энергии на АЭС), Россия занимает третье место (7,1 %).

Мировые энергетические рынки, конъюнктура которых долгое время обеспечивала динамичное развитие энергетики и экономики страны, охвачены процессами глубокой трансформации, которые существенно меняют объемы и структуру спроса и ведут к обострению конкуренции на всех ключевых для России экспортных рынках энергоресурсов.

Изменения общего характера экономического развития включают в себя:

- нестабильный, сравнительно медленный и неоднородный по разным регионам мира экономический рост;
- неизбежность новых геополитических и глобальных экономических кризисов;
- ускорение смены технологических укладов, высокая вероятность новой технологической революции и перехода лидеров мирового развития на новую технологическую платформу.

Стремление большинства стран диверсифицировать структуру своей энергетики, развивать неуглеродные источники энергии и использовать местные, в том числе нетрадиционные, виды топлива, замедляют рост спроса на импорт углеводородов и сужают рыночные ниши для России. На стороне предложения также происходят существенные изменения, связанные с появлением новых производителей углеводородов в регионе Персидского залива, Бразилии, Австралии, Центральной Азии, а также значительным ростом добычи нетрадиционных углеводородов, в первую очередь – в Северной Америке, которая за счет прорыва в добыче нетрадиционной нефти и газа близка к отказу от их импорта и до 2020 года может стать нетто-экспортером газа (в виде СПГ).

На ключевом для России европейском рынке в силу падения собственной добычи будет наращиваться импорт ископаемого топлива, но при этом будут прилагаться все усилия для диверсификации источников поставок и увеличения доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе.

В обозримой перспективе растущим рынком нефти и природного газа, в том числе в виде СПГ, будут страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Это открывает новые возможности для российского ТЭК, но требует больших инвестиций в развитие соответствующей энерготранспортной инфраструктуры. При этом спрос на быстрорастущем рынке АТР создает возможность увеличить к 2035 году экспорт нефти и нефтепродуктов из Российской Федерации в этом направлении в 1,8-2,2 раза, а природного газа – в 8-9 раз.

В прогнозном периоде в условиях серьезной конкурентной борьбы окажутся на внешних рынках и отдельные виды российских нефтепродуктов. В частности, на сокращающемся

европейском рынке многократно уменьшится потребность в российском мазуте, а на Азиатско-Тихоокеанском рынке нефтепродуктов российская рыночная ниша в рассматриваемый период останется незначительной. Перспективный китайский рынок уже к 2018-2020 годам сможет полностью покрыть потребность в топливе и существенно снизить импорт сырья для нефтехимии за счет собственных НПЗ. Дополнительное давление на рынках нефтепродуктов Азии окажут значительные свободные (учитывая снижающийся спрос на нефтепродукты в развитых странах Азии) перерабатывающие мощности на территории Японии, Южной Кореи и других стран АТР.

Экспортная ниша угля на европейском рынке в рассматриваемой перспективе будет сужаться, прежде всего из-за экологических ограничений. Основные перспективы наращивания экспорта российского угля связаны с восточным направлением, где складывается более благоприятная ситуация. При этом очень большую роль будет играть конкурентоспособность российского экспорта угля, в значительной степени зависящая от транспортных затрат.

Изменение соотношения спроса и предложения на энергетических рынках привело к резкому снижению мировых цен на углеводороды.

Возможный медленный возврат цен на нефть к уровню 80 долл./барр. к 2018-2020 гг. и к уровню около 100 долл./барр. к 2030–2035 годам не снимет угрозу приостановки или переноса на более поздние сроки ряда нефтегазовых проектов в различных регионах мира, которые могут стать нерентабельными.

На европейском и азиатском рынках газа, учитывая динамику нефтяных цен и избыточное предложение, прогнозируется сначала снижение цен, а затем их постепенное восстановление вслед за нефтяными (в контрактах, учитывающих уровень нефтяных цен). На угольном рынке рост цен в перспективе прогнозируется в основном для высококачественных коксующихся углей и углей для PCI (вдувание пылевидного угля), по остальным позициям в виду существующего превышения предложения над спросом значимых изменений в ценовой динамике не ожидается. При этом более высокие цены на уголь ожидаются на азиатском рынке.

Продолжится трансформация регулирования мировых энергетических рынков, в том числе изменение условий контрактов, эволюция регулирования бирж; развитие глобальной климатической политики и др.

Таким образом, энергетический сектор России сталкивается с рядом вызовов и угроз. Перспективы наращивания энергетического экспорта на европейском направлении сужаются по причине ограниченного спроса, а возможный прирост на азиатском направлении ограничен вследствие недостаточности экспортной инфраструктуры и необходимости масштабных инвестиций в ее развитие. Возникшие при девальвации рубля в 2014 году конкурентные преимущества российских энергоресурсов нивелируются в течение нескольких лет за счет высокой стоимости капитала и ограничений доступа к внешним инвестициям и технологиям.

Все это требует радикального повышения гибкости экспортной политики, продуктовой и географической диверсификации поставок и, главное, существенного снижения издержек российских компаний.

Тем не менее некоторые изменения на мировых энергетических рынках создают для России и новые возможности. В частности, рост энергопотребления в развивающихся странах Азии в сочетании с выходом их на пределы собственной добычи угля может привести после 2025 года к значительному росту их потребности в импорте энергоресурсов – в первую очередь природного газа и угля, а также создаст дополнительное повышательное давление на цены.

Перспективными направлениями может стать развитие энергоемких и материалоемких промышленных производств в России, в том числе в кооперации с иностранными компаниями, а также увеличение экспорта электроэнергии, что будет стимулировать дополнительный экономический рост и увеличение востребованности энергоресурсов на внутреннем рынке.

В целом прирост суммарного экспорта российских энергоресурсов в 2015-2035 годах может составить в благоприятном случае до 20 %.

Прогнозы российского экспорта топлива и электроэнергии по сценариям и этапам Стратегии приведены в Приложении В.

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, обеспечивающих прежде всего ускоренное инновационное развитие и структурную перестройку.

Целью Стратегии является переход энергетического сектора страны через структурную трансформацию на более высокий, качественно новый уровень, максимально содействующий динамичному социально-экономическому развитию Российской Федерации.

Необходимая структурная трансформация, в частности, включает в себя:

- изменение качественной и возрастной структуры основных производственных фондов за счет ускоренной модернизации;
- увеличение доли высокопроизводительных рабочих мест в общей структуре занятости в отраслях ТЭК;
- изменение соотношения организаций с разными формами собственности с увеличением доли негосударственных компаний и обеспечение развития рыночной конкурентной среды;
- 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;
- изменение структуры инновационной деятельности отраслей ТЭК в сторону увеличения расходов на НИОКР и на повышение качества человеческого капитала;
- существенное увеличение доли отечественного оборудования, товаров и услуг в закупках хозяйствующих субъектов ТЭК (импортозамещение).

Указанные структурные изменения, в свою очередь, повысят инвестиционную 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, которое должно быть достигнуто к 2035 году, помимо указанных структурных изменений, включает в себя, в том числе:

- снижение энергоемкости и электроемкости ВВП (итоговое снижение энергоемкости в 1,6 раза, электроемкости – в 1,4 раза);
- повышение доступности энергии как по наличию, срокам подключения, так и по цене, в том числе при строительстве жилья и реализации планов территориального развития;
- уменьшение удельных расходов топлива на выработку электроэнергии и расходов энергии на собственные нужды отраслей ТЭК, особенно в электроэнергетике и газовой отрасли;
- снижение удельных показателей загрязнения окружающей среды предприятиями ТЭК;
- увеличение доли углеводородов, добытых с использованием вторичных и третичных методов с повышением коэффициентов извлечения, а также из нетрадиционных ресурсов;
- диверсификацию географической структуры экспорта энергоресурсов с существенным ростом доли рынка стран АТР;
- увеличение инвестиций в развитие и использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ);
- 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 должно быть не только гарантированно обеспечена 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 (см. Приложение Г), 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 топливно-энергетических ресурсов, создание стратегических запасов топлива, необходимых резервных мощностей и комплектующего оборудования, обеспечение стабильности функционирования систем электроэнергетического и теплоснабжения;
- стимулирование и поддержка инновационной деятельности организаций ТЭК и смежных отраслей промышленности в направлении повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов 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 и недискриминационных механизмов ценообразования, государственное регулирование естественно монопольных видов деятельности;
- диверсификация направлений и товарной номенклатуры российского энергетического экспорта;
- развитие энергетической инфраструктуры Восточной Сибири и Дальнего Востока, обеспечивающее ускоренный рост российской экономики;
- 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 топливно-энергетических балансов в формате, соответствующем международным стандартам.

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, стратегии национальной безопасности 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.

Главное на первом этапе – как можно быстрее, с наименьшими потерями и затратами преодолеть кризисные и посткризисные явления в экономике и вызванное ими торможение развития энергетики, а также эффективно противодействовать новым вызовам и угрозам, в том числе финансовым, технологическим и иным санкциям со стороны других стран. 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 целевом сценарии ускоренное развитие получат 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 инвестиционных отраслей – строительства, транспорта, услуги промышленной и социальной инфраструктуры.

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 (момента начала реализации ЭС-2030) увеличилась почти на 8 %. 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.

Объем переработки сырой нефти увеличился с 2008 года на 23 %, глубина переработки – на 0,3 п.п., выход светлых нефтепродуктов – на 1,5 п.п.

В последнее время наблюдалась тенденция снижения экспорта сырой нефти (на 8 %) при наращивании экспорта нефтепродуктов (рост в 43 % к уровню 2008 года), в основном за счет увеличения экспорта мазута. Снижался экспорт нефти на традиционные рынки Европы и стран СНГ, увеличился (более чем в 3 раза) экспорт в страны АТР.

В эксплуатацию введены первая и вторая очередь трубопроводной системы ВСТО (до порта Козьмино), нефтепровод «Сковородино–Мохэ–Дацин», в Европейской части страны в промышленную эксплуатацию введена трубопроводная система БТС-2, что обеспечило возможность экспорта, минуя транзит по территории других стран. В новых нефтедобывающих районах построен нефтепровод «Пурпе–Самотлор», начато 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;
- стабилизация или как минимум существенное снижение темпов роста внешнего спроса на российскую нефть, насыщение европейского рынка дизельным топливом и уменьшение спроса в ближнем зарубежье;
- увеличение себестоимости добычи вследствие преобладания труднодоступных запасов нефти и большой выработанности действующих месторождений, что усложняет удержание достигнутых уровней добычи нефти;

– постоянное 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 ограничений, распространяющихся на отдельные российские нефтегазовые компании, 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 все более комплексный характер: большинство месторождений содержат более одного вида углеводородного сырья, компонентный состав новых месторождений и залежей усложняется, в том числе включая в себя ценные неуглеводородные компоненты (гелий).

В особом внимании нуждается вопрос глубины переработки сырья. В настоящее время на мировом рынке преобладает спрос на первичное сырье и на продукты начальных стадий его технологического передела, однако, 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. Стабильная ежегодная добыча нефти с газовым конденсатом на уровне 525 млн т, с обеспечением возможностей ее увеличения при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков.

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

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

– освоение трудно извлекаемых ресурсов в объемах до 15 % общей добычи нефти (в настоящее время – около 8%);

– утилизацию не менее 95 % извлекаемого попутного нефтяного газа (84 % в 2014 году);

– повышение с 72 до 90 % глубины переработки нефти с производством моторных топлив высших экологических классов;

– повышение выхода светлых нефтепродуктов с 58 % до 73–74 %.

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 в 2 раза поставок нефти и нефтепродуктов на рынки АТР (с 51 до 110 млн т).

5. Переход на новую технологическую платформу в освоении трудноизвлекаемых запасов, малых месторождений, малодебитных и высокообводненных скважин, обеспечивающую, в том числе, повышение коэффициента извлечения углеводородов.

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

- продолжение совершенствования налогового режима на основе сочетания налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортной пошлины;
- апробация и отработка механизма налогообложения финансового результата в рамках пилотных проектов с переходом в перспективе к режиму недропользования, при котором НФР применяется для стимулирования мер увеличения нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях без льгот и добычи трудноизвлекаемых ресурсов;
- проработка возможности применения системы налогообложения добычи нефти на основе финансового результата при освоении новых 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 нефтяных компаний в этой сфере деятельности;
- развитие внутрироссийских 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 введение российских маркерных сортов нефти для организации торговли ими на российских и зарубежных биржах;
- завершение модернизации и дальнейшая оптимизация мощностей нефтеперерабатывающих производств, в том числе на основе закрытия экономически неэффективных мощностей;
- стимулирование повышения качественных (включая экологические) характеристик моторных топлив, в том числе за счет сохранения дифференциации акцизов на нефтепродукты;
- 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 высокосернистых и сверхвязких нефтей;
- поддержка инновационных проектов в области добычи и переработки нефтяного сырья на основе конкурентоспособных отечественных технологий;

– 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.

В случае необходимости ускорения 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 континентального шельфа.

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 малых и средних компаний.

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

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

Меры по поддержанию экспорта нефти должны обеспечить его прирост к 2020 году на 7-8 %, а к 2035 году – на 24 % (в целевом сценарии). Экспорт моторного топлива в целевом сценарии практически не изменится, в консервативном сценарии уменьшится на 12 %, а вывоз мазута снизится почти в 4 раза. При этом в обоих сценариях усилится диверсификация направлений вывоза нефти и нефтепродуктов.

3.2. Газовая отрасль

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

- введено в эксплуатацию крупнейшее Бованенковское месторождение на полуострове Ямал;
- вышло на проектную мощность крупнейшее Заполярное месторождение;
- начато освоение глубоко залегающих неокомских пластов и валанжинских залежей Заполярного и ачимовских залежей Ямбургского месторождений;
- в Кузбассе (на юго-восточном участке Талдинского месторождения) началась реализация первого в России проекта добычи метана из угольных пластов;
- началась добыча газа на Кириновском месторождении проекта «Сахалин-3»;
- активно ведется подготовка к освоению Чаяндинского месторождения в Якутии;
- разработаны проекты доразведки на Соболох-Неджелинском, Верхневилучанском, Тас-Юряхском и Среднетюнгском месторождениях;
- началось бурение разведочных скважин на Ковыктинском месторождении в Иркутской области.

Экспорт природного газа с учетом экспорта СПГ сократился на 3 % от уровня 2008 года, при этом экспорт газа трубопроводным транспортом уменьшился на 12 %. Осуществлялось строительство новых газопроводных систем:

- введена в эксплуатацию первая очередь газотранспортной системы нового поколения «Бованенково–Ухта», обеспечивающей вывод в 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).

В конце 2014 года Россия заявила об отказе от реализации проекта «Южный поток», вместо него был предложен новый проект «Турецкий поток» той же проектной мощностью. Приняты решения о расширении мощности газопровода «Северный поток», а также о западном и восточном маршрутах экспорта газа в Китай.

Освоение новых месторождений на Ямале, в Восточной Сибири и на Сахалине, 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:

- рост затрат в 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 российский газ на Украине, в Центральной и Западной Европе при необходимости строительства на европейском направлении новой газотранспортной инфраструктуры с целью снижения рисков транзита энергоресурсов;
- повышение конкуренции на мировых рынках вследствие развития рынка СПГ;
- введение рядом стран ограничений, распространяющихся на отдельные российские нефтегазовые компании, на поставки современных технологий и оборудования, используемого для разведки и разработки российских глубоководных, морских арктических и сланцевых месторождений, и на привлечение долгосрочного финансирования.

На мировом рынке газа общая тенденция переноса центра потребления энергоресурсов и вообще экономического роста в Азиатско-Тихоокеанский регион проявляется еще сильнее, чем на рынке нефти. В то время как Европа неуклонно идет по пути снижения потребления углеводородов и обретения максимально возможной энергетической независимости за счет диверсификации источников поставок и развития возобновляемой энергетики, страны Азиатско-Тихоокеанского региона охвачены волной новой индустриализации и увеличивают спрос на энергоресурсы.

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 приростом добычи газа до 40 %.

2. Модернизация, расширение и оптимизация мощностей Единой системы газоснабжения (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 на месторождениях со сложным компонентным составом, включающим ценные компоненты, в том числе гелий.

4. Диверсификация экспорта газа, в том числе на основе увеличения производства СПГ в 5 и более раз (с 14 до 74 млрд куб. м), и увеличение поставок газа, в том числе СПГ, на рынок АТР в 8-9 раз (с 14 до 128 млрд куб. м).

5. Стимулирование потребления и соответствующее расширение производства газомоторного топлива.

Важное значение для решения указанных задач имеет формирование конкурентного внутреннего рынка газа с перспективой полной его либерализации и совершенствованием системы ценообразования на внутреннем рынке газа.

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, прежде всего между ПАО «Газпром», вертикально-интегрированными и негосударственными нефтегазовыми компаниями.

В отношении альтернативы «регулирование цен или переход к рыночным ценам на газ» на первом этапе предусматривается совершенствование регулирования цен на сетевой газ, а на втором – переход к рыночным механизмам ценообразования с дальнейшей либерализацией внутренних цен на газ, что будет способствовать устранению диспропорций внутренних цен на основные виды топлива и развитию межтопливной конкуренции.

Совершенствование государственного тарифного регулирования в сфере естественно монопольных видов деятельности предполагает постепенный переход на втором этапе на формирование долгосрочных тарифов на транспортировку газа с учетом необходимости развития конкуренции на газовом рынке, а также принципов возмещения обоснованных затрат и учета в оптовой цене экономически обоснованного норматива прибыли.

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.

Существующая полнота функций ПАО «Газпром» будет сохраняться; при этом должна быть обеспечена финансовая прозрачность разделения видов деятельности внутри самой компании, в том числе в отношении объема и структуры инвестиций в монопольную сферу деятельности для контроля за ценообразованием на услуги компании.

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;
- принятие законодательных основ регулирования участия негосударственных производителей газа в газификации регионов;
- развитие механизмов реализации природного газа на организованных торгах (товарных биржах и в торговых системах);
- совершенствование принципов государственного регулирования в сфере транспортировки и хранения газа, включая прозрачную и единую для всех участников процедуру доступа к газотранспортным мощностям и подземным хранилищам, методику ценообразования на услуги по транспортировке и хранению газа и эффективный механизм контроля затрат, относимых на тариф, со стороны пользователей услуг по транспортировке;
- 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.

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.

Анализ и прогноз развития рынков показывают возможность преодолеть текущий спад поставок газа и увеличить добычу природного и попутного газа на 3-17 % на первом этапе и на 29-39 % (с 639 до 821–885 млрд куб. м) к 2035 году. Достижение указанных объемов будет обеспечено за счет увеличения добычи газа в районе Обско-Тазовской губы в 1,4-1,6 раза, создания новых центров добычи на полуострове Ямал, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также в акваториях морей.

Внутреннее потребление газа в 2015-2035 годах может увеличиться на 17-24 %, а экспорт газа – на 35-52 % (с 209 до 282-317 млрд куб. м). Росту экспорта газа, в частности, будет способствовать сокращение ценового дифференциала между нефтью и газом. При этом в консервативном сценарии практически не изменится, а в целевом сценарии увеличится на 10 % экспорт газа на европейский рынок, и в 8,6–9,2 раза вырастут поставки на азиатский рынок.

Широкое использование в отрасли получают новые технологии (см. Приложение Г), в частности за счет их применения к 2035 году ожидается уменьшение на 8-10 % (в сравнении с 2014 годом) удельного расхода газа на перекачку газа.

3.3. Нефтегазохимическая промышленность

В период с 2008-2014 годов производство нефтегазохимического сырья (этан, СУГ нефти) увеличилось на 37 %, его использование для производства нефтегазохимической продукции выросло менее чем на 15 %, а производство крупнотоннажных полимеров возросло почти на 29 %.

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 по транспортировке 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 тонн 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.

Ожидается увеличение объемов производства этилена в 3,3 раза в 2020 году, а к 2035 году – в 6 раз. Более 45 % всего лёгкого углеводородного сырья к 2020 году будет направлено на глубокую переработку, в дальнейшие нефтегазохимические переделы, к 2035 г. этот показатель превысит 55, %. Также прогнозируется увеличение мощностей по производству крупнотоннажных пластмасс в 3,2 раза в 2020 г. и в 5 раз к 2035 г.

3.4. Угольная отрасль

Добыча угля в России в период с 2008 года увеличилась на 9 %. Весь прирост добычи был обеспечен за счет роста прогрессивного открытого способа добычи. Началось промышленное освоение Эльгинского месторождения, построена железная дорога, связывающая его с БАМом. Приступили к освоению Апсатского месторождения в Забайкальском крае, продолжалось развитие Инаглинского и Ургальского угольных комплексов, в том числе определены меры господдержки этих комплексов в части создания 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 , Ерквецкого и Гербикано-Огоджинского угленосных районов в Амурской области. Объем переработки угля на обогатительных фабриках возрос 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 10 %, 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, Посьет, 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 60 % 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.

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 более чем на треть, 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;
- 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.

Добыча угля на первом этапе в консервативном сценарии стабилизируется на достигнутых уровнях, в целевом сценарии – незначительно увеличится (на 3 %), при удвоении доли обогащенных и сортовых энергетических углей в общей их добыче. На втором этапе ожидается существенное (на 24 %) увеличение добычи до 445 млн т.

Экспорт угля в целевом сценарии увеличивается на первом этапе до 8 %, а к 2035 году – более чем на треть при существенном росте экспорта коксующихся углей, прежде всего в страны АТР.

3.5. Электроэнергетическая и теплоэнергетическая отрасли

Производство электрической энергии с 2008 года увеличилось на 2 %, ее потребление – на 4%, установленная мощность электростанций – на 11 %.

В 2008-2014 годах 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. Введена в эксплуатацию новая линия 500 кВ Амурская–Хэйхэ.

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

В то же время в электроэнергетической и теплоэнергетической отраслях накоплен немалый груз проблем и вызовов, среди которых:

- необходимость удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию при одновременном обеспечении доступности цен и энергетической инфраструктуры;
- отсутствие инструментария корректного прогнозирования спроса и определения оптимального резерва мощностей Единой электроэнергетической системы (ЕЭС);
- 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;
- постоянные изменения в подходах к тарифообразованию.

В ответ на указанные вызовы и проблемы на первом этапе потребуются совершенствование существующей модели отношений и ценообразования на электрическую и тепловую энергию в целях обеспечения баланса интересов потребителей и производителей энергии, а на втором этапе – переход к долгосрочному ценообразованию на услуги естественных монополий и регулируемых организаций в сфере электроэнергетики.

Важное значение будет иметь ликвидация на втором этапе межтерриториального и перекрестного субсидирования между отдельными группами потребителей и видами услуг.

Немаловажную роль призвано сыграть развитие НВИЭ 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 связи с этим должны быть решены следующие **отраслевые задачи**:

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 объединенной энергосистемы Востока и 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.

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.

Ключевым направлением преобразований станет изменение модели отношений в сфере теплоснабжения с ценообразованием на основе принципа «альтернативной котельной», развитие конкуренции и долгосрочных отношений на оптовом и розничном рынках электроэнергии, 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;

- 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;

- разработка и реализация нового механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику и теплоснабжение с целью упорядочивания инвестиционного процесса в 2016–2020 гг. и последующие годы (после реализации уже заключенных ДПМ в 2012–2015 гг.) и стимулирования инвестиций в модернизацию основных производственных фондов;

- 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;

- 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;

- реализация моделей локальных рынков тепла, дающих потребителям реальную возможность выбора схем и способов теплоснабжения и стимулы для развития эффективных технологий, особенно когенерации;
- формирование на локальных рынках тепла единых теплоснабжающих организаций, ответственных за надежное и экономически эффективное теплоснабжение потребителей;
- поддержка освоения 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:

- финансирование мер по ликвидации межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике 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.

В целях стимулирования вывода из эксплуатации и модернизации устаревшего оборудования потребуются усиление ограничений по использованию оборудования, не отвечающего современным технологическим и экологическим стандартам.

Важное значение имеет достижение высокой степени обеспечения электроэнергетической и теплоэнергетической отраслей преимущественно отечественным оборудованием и полное – квалифицированными кадрами.

При условии реализации перечисленных мер прогнозы показывают преодоление спада и увеличение производства электроэнергии к 2020 году на 6 %, а к 2035 году – на 27–43 % (с 1062 до 1352-1514 млрд кВт-ч) при росте установленной мощности электростанций на 13–25 % (с 250 до 282-312 млн кВт). Опережающее развитие получают нетепловые электростанции с ростом их установленной мощности на 29–49 % и производства электроэнергии в 1,4–1,6 раза. При этом к 2035 году выработка электроэнергии на АЭС увеличится в 1,4-1,8 раза, на ГЭС – в 1,2-1,3 раза, на электростанциях, функционирующих на основе НВИЭ, – в 9–14 раз.

Централизованный отпуск тепла на первом этапе снизится на 2 %, но в целом за 2015-2035 гг. он увеличится на 2-6 % (с 1300 до 1325-1380 млн Гкал).

Прогнозируется опережающий рост доли потребления электрической энергии в общем энергопотреблении за счет углубления электрификации транспорта и жилищно-коммунального хозяйства. Экспорт электроэнергии может увеличиться в 5–8 раз, до 32-74 млрд кВт-ч.

3.6. Атомная энергетика и ядерный топливный цикл

Выработка электроэнергии на АЭС с 2008 года увеличилась на 11 %, установленная мощность АЭС – на 9 % (без учета установленной мощности энергоблока № 3 Ростовской АЭС). Введены в промышленную эксплуатацию: на Ростовской АЭС – энергоблок № 2 установленной мощностью 1000 МВт и энергоблок № 3 установленной мощностью 1070 МВт; на Калининской АЭС – энергоблок № 4 установленной мощностью 1000 МВт. На Белоярской АЭС состоялся физический пуск реактора энергоблока № 4.

Продолжается строительство энергоблоков на имеющихся и новых площадках АЭС (в том числе блок на Белоярской АЭС, блок на Ростовской АЭС, два блока на Нововоронежской АЭС-2, два блока на Ленинградской АЭС-2).

В период с 2008 года Россия принимала активное участие в строительстве АЭС за рубежом (Бушерская АЭС в Иране, АЭС «Кудамкулам» в Индии, Тяньваньская АЭС в Китае), были подписаны соглашения о строительстве АЭС в Белоруссии, Бангладеш, Венгрии, Финляндии, Турции.

Атомная энергетика является одной из технологических областей, в которых Россия лидирует на протяжении длительного периода, и ее дальнейшее развитие важно не только с точки зрения улучшения структуры ТЭБ, но и для сохранения технологического лидерства в данной области.

В частности, Россия лидирует в создании новой ядерной энергетики с реакторами естественной безопасности на быстрых нейтронах и замкнутым топливным циклом, которая может решить проблемы воспроизводства ядерного горючего, захоронения отходов и нераспространения атомного оружия.

Основные проблемы развития сектора связаны со сравнительно высокими затратами на производство энергии на АЭС, необходимостью обеспечения гарантий безопасности, ограниченностью отечественной сырьевой базы атомной энергетики и необходимостью утилизации и переработки отработанного ядерного топлива (ОЯТ) с учетом требований экологической безопасности.

Тем не менее доля АЭС в структуре энергобаланса будет расти, в том числе в интересах повышения энергетической безопасности.

Потребуется решить следующие **отраслевые задачи**:

1. Повышение эффективности и конкурентоспособности атомной энергетики в целом, достижение экономической конкурентоспособности новых АЭС путем снижения удельных затрат на их сооружение при сохранении приоритета безопасности.

2. Создание технологической базы конкурентоспособной атомной энергетики на основе быстрых реакторов естественной безопасности с замкнутым ядерным топливным циклом, сохранение природного баланса радиоактивности при захоронении отходов и предотвращения распространения ядерных оружейных материалов.

3. Развитие производственных мощностей атомного машиностроения и строительно-монтажных организаций для обеспечения необходимого объема вводов энергоблоков в стране и увеличения поставок на экспорт.

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

5. Увеличение экспортного потенциала ядерных технологий России, дальнейшее развитие экспорта атомных электростанций, продуктов и технологий ядерного топливного цикла и электроэнергии.

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

– развитие сырьевой базы атомной энергетики на основе разработки урановых месторождений на территории России; увеличение добычи на зарубежных совместных предприятиях; разведка и разработка новых месторождений в наиболее перспективных урановых регионах мира; расширение долевого участия российских компаний в уранодобывающих активах за пределами России, в первую очередь в Казахстане;

– 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;

– поддержка создания системы замкнутого топливного цикла, включая обращение с отработавшим ядерным топливом, производство по переработке отработавшего ядерного топлива, производство по рециклу топлива, по обращению с радиоактивными отходами и технологию вывода из эксплуатации остановленных атомных энергоблоков;

- обеспечение требуемого объема поставок оборудования для атомных электростанций; повышение экономической эффективности работы предприятий энергетического машиностроения, находящихся в сфере ведения Госкорпорации «Росатом», и их выход на смежные рынки;

- поддержка работы по увеличению выработки электроэнергии на атомных электростанциях на основе реализации проектов серийного строительства атомных электростанций; продление срока эксплуатации действующих энергоблоков, программы интенсификации и увеличения коэффициента использования установленной мощности на всех этапах;

- политическая и экономическая поддержка экспорта технологий и услуг ядерно-энергетического сектора.

Прогнозы показывают, что в случае решения поставленных задач в атомной энергетике и ядерном топливном цикле в период 2015-2035 годов произойдет увеличение доли АЭС в выработке электроэнергии на 2-4 процентных пункта (с 17 до 19–21 %) с ростом их установленной мощности в 1,4-1,7 раза при соответствующем демонтаже энергоблоков советской постройки. Доля атомной энергии в общем объеме производства первичной энергии увеличится в 2015-2035 годы с 3,0 % до 3,5-3,9 %.

3.7. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии

Основные успехи в развитии возобновляемой энергетике 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 25 %) гетероструктурные солнечные элементы и энергоустановки с концентраторами солнечного излучения, микро- и малые гидроэлектростанции 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 большой пробел 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 нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) является их низкая экономическая конкурентоспособность по отношению к

централизованной системе электроснабжения. Перспективной областью применения НВИЭ в России являются изолированные и удаленные энергорайоны, а также резервирование системы электроснабжения особо ответственных потребителей (повышенной категории надежности).

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

1. Ввод новых генерирующих мощностей, функционирующих на основе НВИЭ, при условии их экономической эффективности.

2. Развитие отечественной научно-технической базы и освоение передовых технологий в области использования НВИЭ, наращивание производства на территории Российской Федерации основного генерирующего и вспомогательного оборудования для НВИЭ.

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

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

1) Вывод НВИЭ на рынки электроэнергии и интеграция НВИЭ в стратегические планы развития энергетики, в том числе:

- устранение барьеров при подключении установок возобновляемой энергетики к сетям общего пользования; возмещение платы за технологическое присоединение к сетям;
- субсидирование процентных ставок по кредитам, привлеченным для развития производства организациями, производящими энергию на основе НВИЭ;
- создание системы контроля и статистической отчетности о выполнении целевых показателей по вводу мощности и производству электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии.

2) Развитие научно-технической и производственной базы в области использования НВИЭ, в том числе:

- государственное финансирование научно-исследовательских работ и пилотных проектов в области НВИЭ;
- стандартизация и контроль качества оборудования НВИЭ;
- трансферт технологий и локализация на российских предприятиях производства комплектующих для электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии;

интенсификация международного сотрудничества в области передачи технологий и обмена опытом развития НВИЭ.

В итоге возможен рост производства электроэнергии на электростанциях, функционирующих на основе НВИЭ более чем в 10 раз (до 18-27 млрд кВт-ч с 2 млрд кВт-ч в 2014 г.).

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 2014 г. объем учтенных запасов А+В+С1 достиг 18,2 млрд т нефти и 49,5 трлн куб. м газа.

Состояние ресурсной базы нефтяной промышленности позволяет поддерживать текущий уровень добычи, а газовой отрасли – существенно нарастить ее. В обоих случаях это потребует вовлечения в оборот запасов с повышенными издержками добычи и транспортировки, прежде всего в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а в более отдаленной перспективе и на континентальном шельфе Арктики.

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 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 десятков лет оставаться основной нефтедобывающей провинцией России. О потенциале этого региона свидетельствуют, в частности, следующие обстоятельства:

- даже в районах интенсивной добычи нефти степень изученности ресурсной базы не превышает 65%, что позволяет ожидать открытия более 1 млрд. тонн «новой» нефти;
- внедрение новых технологий по увеличению коэффициента извлечения нефти на разрабатываемых месторождениях позволит увеличить объем добытой нефти более, чем на 4 млрд. т.;
- вовлечение в разработку 21,5 тыс. неработающего фонда низкодебитных (менее 5 т/сут) и высоко обводненных (более 95%) скважин, по оценке специалистов, позволит ежегодно получать более 12 млн. тонн нефти.

Разработка баженовской свиты – одно из важнейших направлений для стабилизации уровня добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, Западной Сибири и Российской

Федерации в целом. К 2030 году уровень добычи из баженовских отложений может превысить 20 – 25 млн. т./год.

Поскольку 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, все большее значение будет иметь освоение новых месторождений, а также прирост запасов за счет увеличения доли извлекаемых запасов.

В частности, возможен существенный прирост запасов нефти для получения намечаемых уровней ее добычи 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, Государственная корпорация «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 трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных видов углеводородного сырья, включая месторождения на арктическом шельфе.

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 и создание условий для привлечения частных инвестиций в геологоразведочные работы, прежде всего в малоизученных перспективных районах страны;

– налоговое стимулирование геологоразведочных работ в зависимости от районов их проведения, условий и объектов;

– 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 установление заявительного порядка предоставления в пользование участков недр, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти;

– 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, а на втором этапе – 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;

- стимулированию передачи компетенций и технологий иностранных подрядчиков после выполнения начального (пилотного) объема работ российским компаниям;
- обеспечение синхронизации планов разработки месторождений углеводородов и планов по развитию соответствующей транспортной инфраструктуры.

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 году 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.

При сохранении имеющихся тенденций, без введения дополнительных механизмов государственного управления в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности, к 2020 году можно ожидать снижения энергоемкости не более чем на 15 % по сравнению с уровнем 2007 года, что существенно ниже целевого ориентира в 40 %, определенного Указом Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889.

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.

Для решения данной задачи необходимо совершенствование 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).

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

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

- налоговое и нормативное 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 в области энергоэффективности и энергосбережения;

- разработка стандартов в области энергетической эффективности зданий и сооружений, оборудования и техники, в том числе транспорта;

- совершенствование законодательства Российской Федерации о контрактной системе в сфере государственных закупок, закупок организаций с государственным участием 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 (с текущего не более 1% до 1,5-2,5 % в год), В долгосрочном периоде – до 2035 года – можно ожидать значительное

приближение энергоемкости ВВП Российской Федерации 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 2008-2014 гг. предпринят ряд шагов, в том числе:

- ужесточены экологические требования в области недропользования;
- разработан комплекс мер по 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 топливно-энергетического комплекса.

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 наилучших доступных технологий;
- создание системы мониторинга выбросов парниковых газов от энергетических комплексов, а также учет рисков для окружающей природной среды наравне с учетом традиционных финансово-экономических параметров при разработке 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;
- разработка и реализация пилотных проектов по сооружению и опытно-промышленной эксплуатации объектов в области энергетики для улавливания и захоронения углекислого газа (технологии CCS);
- развитие инструментов стимулирования сокращения эмиссии парниковых газов, включающих меры финансово-экономического и административного 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;

- расширение производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии, ядерной энергетики при решении проблемы отработанного ядерного топлива в рамках радиационно-эквивалентного оборота материалов в ядерно-топливном цикле;

- 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 2015–2035 гг. 75 % 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. Создание государственно-частного механизма импортозамещения на основе отраслевых и корпоративных программ импортозамещения, предусматривающих, в частности, углубление межотраслевого взаимодействия и поддержку реализации приоритетных инвестиционных проектов.

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, а также центров подготовки и переподготовки высококвалифицированных кадров для ТЭК.

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

Целевым показателем является увеличение доли отечественной продукции в закупках предприятий ТЭК до 60 % и более к концу первого этапа, и свыше 85 % к 2035 году, при обеспечении требований к качеству и обслуживанию.

4.5. Научно-техническая и инновационная деятельность

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

В частности, с учетом высоких затрат на добычу, подготовку и транспорт газа и нефти на большие расстояния и насущной необходимости развития их переработки, инновационное перевооружение российского нефтегазового комплекса становится единственной возможностью сохранения его роли и конкурентоспособности на мировых рынках. Прорывные технологии (высокоэффективные накопители электроэнергии, механические и химические мини- и микрогенераторы постоянного тока, газогидраты и др.) в высокой степени определяют будущее электроэнергетики и нефтегазовой отрасли.

Несмотря на наличие целого ряда различных институтов развития и многолетние усилия государственных органов власти, в стране не сформировалась полноценная инфраструктура инновационной деятельности, обеспечивающая быструю реализацию полного инновационного цикла и достижение значимого конкурентного преимущества.

В частности, по данным международных организаций, Россия занимает 8-е место по абсолютному показателю расходов на НИОКР (24 млрд долл. в 2012 году), и лишь 28-е – по экспорту высокотехнологической продукции. Значительную часть расходов на финансирование НИОКР несет государство: доля расходов федерального бюджета во внутренних затратах на исследования и разработки составила 80 % в 2010–2012 гг., и 88% — в 2013 г., а наименьшую инновационную активность, в отличие от мировой практики, демонстрируют средние и малые предприятия.

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.

Для эффективного ответа на вызовы и преодоления накопившихся проблем научно-технической и инновационной деятельности в ТЭК потребуется решить следующие задачи:

1. Создание эффективного механизма реализации полного инновационного цикла «фундаментальные исследования – прикладные исследования – опытно-конструкторские разработки – головные образцы – опытно-промышленные испытания – серийное производство», увязанного с прогнозами развития науки и технологий и фазами инвестиционного проекта.

2. Завершение формирования и развитие сегмента национальной инновационной системы, способствующей инновационному развитию отраслей ТЭК, в том числе снижения зависимости от импортных технологий, оптимизации расходов компаний с государственным участием на НИОКР и стимулирования спроса на отечественные инновационные разработки.

3. 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:

– 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 государственной информационной системы ТЭК, обеспечивающей формирование качественных статистических и аналитических отчетов;

– 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;

– 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 в энергетике; поддержка коммерциализации разработок в ТЭК через механизмы государственных и корпоративных венчурных фондов.

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 (КСО);

- 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 НВИЭ и применении интеллектуальных сетей.

Приоритетным является обеспечение энергетической безопасности **Крымского федерального округа и Калининградской области**, а также развитие энергетической инфраструктуры, обеспечивающей опережающее социально-экономическое развитие **ДФО, СКФО и освоение Арктики**. В частности, будет реализована программа строительства новых гидроэнергетических объектов на притоках реки Амур в целях регулирования водосброса в паводковые периоды.

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;

- создание системы координации региональных энергетических стратегий, схем и программ развития систем газоснабжения, электро- и теплоэнергетики между собой, с отраслевыми документами стратегического планирования и с планами территориального развития;

- вывод 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;

- 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 топливно-энергетического баланса 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 долгосрочное бюджетное финансирование и кредитование проектов и использование механизмов государственно-частного партнерства;

- усиление контроля за исполнением северного завоза, резервами топлива и энергетических мощностей в потенциально уязвимых регионах.

Прирост производства электроэнергии 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 ГЭС 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 нефте- и газохимии и производству разнообразной продукции с высокой добавленной стоимостью.

Прогнозные расчеты показывают, что добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и ее доля в российской добыче более чем удвоятся, добыча газа вырастет более чем в три раза и почти достигнет шестой части добычи в стране. В рамках Восточной газовой программы и других масштабных проектов будут построены уникальные комплексы по добыче и переработке многокомпонентного (включая гелий) газа, современная газо- и нефтехимия, 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 с увеличением в 2,5 и более их валового регионального продукта и повышением доли в ВВП страны.

Действующие нефтегазовые провинции в **Уральском федеральном округе, остальных районах европейской части России и в Западной Сибири** продолжат рост добычи газа, но действие факторов, снижающих добычу нефти в них, сохранится. Для того чтобы при таких условиях решить поставленные задачи, потребуется 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.

Потребуется завершение крупных экспортных проектов по модернизации и повышению пропускных способностей нефте-, нефтепродукто- и газопроводов, строительство недостающих элементов системы нефтеснабжения и 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. Она носит перспективный характер и призвана обеспечить достаточную добычу нефти и газа в стране за временным горизонтом 2035 года, компенсируя неизбежный спад к концу стратегического периода 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.

Приоритетное значение имеет содействие диверсификации направлений российского энергетического экспорта и оптимизации его товарной структуры.

Решение задач развития энергетического сектора предполагает постоянное опережающее обеспечение российских национальных интересов в трансформирующейся системе мировых энергетических рынков на базе стабильных долгосрочных отношений с традиционными и новыми потребителями российских энергоресурсов.

Необходимым условием для этого служат, в том числе, повышение конкурентоспособности на внешних рынках основных видов российских энергоресурсов и продуктов их переработки, услуг, а также строительство транспортной инфраструктуры для диверсификации рынков сбыта и направлений экспорта.

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

1. Содействие развитию новых форм международного энергетического бизнеса, способствующих укреплению позиций российских компаний за рубежом, обеспечению недискриминационного и благоприятного режима деятельности отечественных энергетических и сервисных компаний (а также иностранных компаний с существенным долевым участием российских юридических лиц) на мировых рынках, включая доступ к зарубежным рынкам энергоресурсов и рынкам конечного энергопотребления.

2. Совершенствование механизмов координации внешней энергетической политики с другими важнейшими участниками энергетических рынков для обеспечения стабильных и предсказуемых условий их функционирования.

3. Формирование общих рынков энергоносителей Евразийского экономического союза (сырой нефти, нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии) с общими принципами регулирования энергетики, обеспечивающими свободное движение энергоносителей, энергетических услуг и технологий, а также инвестиций в энергетический сектор, и включающими согласованную политику в области недропользования, налогообложения 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 Евразийского экономического союза, Содружества независимых государств, Европейского союза, 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 Америки, Латинской Америки, с другими международными организациями и межгосударственными многосторонними образованиями;
- развитие конструктивного диалога с Европейским союзом по вопросам участия России в трансформации европейского газового рынка 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.;
- политическая и экономическая поддержка экспорта технологий и услуг ядерно-энергетического сектора;
- 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, направленных на расширение экспортно-импортных операций с электроэнергией;
- активное участие в международных проектах по развитию технологий энергетики будущего (водородной энергетики; термоядерной и малой атомной энергетики; использования газогидратов и энергии морских приливов; системных, потребительских и транспортных аккумуляторов; интеллектуальных систем управления и др.);

- координация политики в области российского экспорта взаимозаменяемых/конкурирующих видов топлива;
- активное участие в развитии международного сотрудничества в области обеспечения экологической безопасности и противодействия изменению климата на планете;
- обеспечение 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;
- обеспечение транспарентности энергетической политики Российской Федерации и возможной координации ее энергетической стратегии с перспективными планами и стратегиями других участников энергетических рынков (улучшение качества статистики по энергетическому сектору, разработка стратегий и дорожных карт взаимодействия и др.);
- продвижение российских сортов нефти на мировые торговые площадки, прежде всего – в Азии.

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 промышленности и электроэнергетике;
- приближение соотношения внутренних цен между нефтью, газом и углем к пропорциям мировых энергетических рынков и обеспечение на втором этапе условий для межтопливной конкуренции на внутренних рынках, прежде всего, в основных районах конкуренции газа с углем;
- 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, бенчмаркинга операционных и инвестиционных затрат сетевых компаний, а также обоснованной стоимости энергоснабжения потребителей по разным классам напряжения;
- переход на метод ценообразования на тепло 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 электроэнергия), 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 пункта. 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 стабильных и предсказуемых условий налогового режима;
- изъятие природной ренты без ущерба финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности отраслей и эффективных компаний ТЭК, в том числе на основе механизма налогообложения финансового результата;
- рациональное распределение генерируемых ТЭК доходов между государством и бизнесом (определение оптимальной налоговой нагрузки), а также между энергетическим и остальным бизнесом (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.

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 инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и долгосрочных программ развития государственных корпораций и акционерных обществ, в уставном капитале которых доля участия Российской Федерации в совокупности превышает 50 процентов, с целями и задачами 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.

7) **план мероприятий на среднесрочный период**, соответствующий первому этапу реализации Стратегии, включающий в себя сроки и ожидаемые результаты проведения мероприятий, обеспечивающих решение задач развития энергетического сектора.

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

Развитие отраслей ТЭК, возобновляемых источников энергии, централизованного теплоснабжения, автономной энергетики и энергосбережения потребует увеличения в 1,2-1,5 раза среднегодовых капиталовложений в энергетический сектор.

Расчетный суммарный объем капиталовложений в отрасли ТЭК в итоговом периоде (2031-2035 гг.) на 12-35 % превышает уровень базового периода (2011-2015 гг., далее – базовый уровень). Объем капиталовложений в сферы энергоснабжения (возобновляемые источники энергии, централизованное теплоснабжение, автономная энергетика и энергосбережение) в итоговом периоде будет в 2-3 раза выше базового уровня.

В нефтяной отрасли объем капиталовложений итогового периода в консервативном сценарии прогноза на 6 % ниже базового уровня, в целевом сценарии – на 14 % выше. При этом в структуре капиталовложений в нефтяную отрасль доля добычи (с геологоразведкой) увеличится на 25-28 п.п. (с 63 до 88-91 %), доля переработки сократится на 8-10 п.п., доля транспорта

уменьшится на 18-19 п.п. В целом доля нефтяной промышленности в общем объеме капиталовложений в отрасли ТЭК снизится с 47 до 39 %.

В газовой отрасли прогнозируемый требуемый объем капиталовложений итогового периода превышает на 52-58 % базовый уровень. При этом в структуре капиталовложений в газовую отрасль доля добычи увеличится на 10-11 п.п. (с 32 до 42-43 %), доля ПХГ и переработки вырастет на 5-7 п.п., доля транспорта уменьшится на 15-18 п.п.

В целом доля газовой отрасли в общем объеме капиталовложений в отрасли ТЭК увеличится с 28 до 38 % в консервативном сценарии и до 33 % – в целевом сценарии.

В угольной отрасли требуемый объем капиталовложений итогового периода на 7-10 % выше базового уровня. Доля угольной отрасли в общем объеме капиталовложений в отрасли ТЭК в консервативном сценарии практически не изменится, в целевом сценарии – сократится с 3 до 2 %.

В электроэнергетике объем необходимых капиталовложений итогового периода превысит базовый уровень более чем на 50 %. При этом в структуре капиталовложений в электроэнергетику доля ТЭС увеличится на 3-5 п.п. (с 33 до 35-37 %), доля АЭС вырастет на 2-5 п.п., доля ГЭС и НВИЭ не изменится, а доля сетей сократится на 6 п.п.

В целом доля электроэнергетики в общем объеме капиталовложений в отрасли ТЭК в консервативном сценарии сократится с 22 до 20 %, в целевом сценарии – увеличится с 22 до 25 %.

Объем капиталовложений в возобновляемые источники энергии итогового периода прогнозируется в 5-7 раз выше базового уровня. При этом доля возобновляемых источников энергии в общем объеме капиталовложений в сферы энергоснабжения увеличится с 4 до 10-12 %.

В сравнении с базовым уровнем требуемый в итоговом периоде объем инвестиций:

- в централизованное теплоснабжение будет выше на 3-17 %;
- в автономную энергетику будет выше в 3-4 раза, а ее доля в общем объеме капиталовложений в энергоснабжение увеличится с 10 до 16-20 %;
- в энергосбережение будет выше в 2-5 раз, а его доля в общем объеме капиталовложений в энергоснабжение увеличится с 29 до 34-49 %.

Доля инвестиций в энергетический сектор в общих инвестициях в экономику уменьшится с 25,9 % (базовый уровень) до 16-19 % в итоговом периоде, а их доля в ВВП – соответственно с 5,6 до 4,5–4,7 %.

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) и 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.) будут предоставляться субсидии из федерального бюджета российским организациям на возмещение части затрат на уплату процентов по кредитам, полученным в российских кредитных организациях и государственной корпорации «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)», а также государственные гарантии.

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 целевого сценария 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 17 %, электроэнергии на 36 % за счет увеличения производства первичной энергии на 22 % и опережающего развития переработки топлива с получением продукции с высокой добавленной стоимостью.

2. Снижение энергоемкости экономики в 1,6 раза и электроемкости ВВП в 1,4 раза, в том числе за счет уменьшения удельных расходов топлива на выработку электроэнергии 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 (достижение доли АТР в общем экспорте топлива и энергии в 39 %) и продуктовой (увеличение доли газа в общем экспорте ТЭР до 34 %, в том числе сжиженного газа); увеличение объемов экспорта энергоресурсов на 20 %, в том числе в страны АТР в 2,5-3,1 раза.

4. Создание новых энергоемких производств в энергоизбыточных восточных районах страны (с увеличением доли Сибирского и Дальневосточного федеральных округов в общероссийском объеме потребления ТЭР в 2015-2035 гг. с 21 % до 22-24 %).

5. В нефтяной отрасли – стабильная добыча нефти с газовым конденсатом на уровне 525 млн т на протяжении всего рассматриваемого периода с обеспечением возможностей 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 2020 году на 7-8 %, а к 2035 году – на 24 % при увеличении экспорта в страны АТР в 1,8-2,2 раза.

6. В нефтепереработке – повышение эффективности нефтеперерабатывающих заводов за счет применения передовых технологий (рост с 72 до 90 % глубины переработки нефти с производством моторных топлив высших экологических классов, повышение выхода светлых

нефтепродуктов с 58 до 73–74 %) при снижении объемов нефти, направляемых на переработку, до 277 млн т в 2020 году и до 240 млн т к 2035 году.

7. В газовой отрасли – рост добычи газа до 40 % при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков за счет увеличения добычи газа в районе Обско-Газовской губы в 1,4-1,6 раза, создания новых центров добычи на полуострове Ямал, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также в акваториях морей; рост экспорта газа в 1,5 раза при обеспечении его диверсификации – географической (увеличение поставок газа, в том числе СПГ, на рынок АТР в 8-9 раз, с 14 до 128 млрд куб. м) и продуктовой (рост производства СПГ в 5 и более раз, с 14 до 74 млрд куб. м); создание 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 не менее, чем на треть (с 153 до 206 млн т), прежде всего в страны АТР, а также электроугольных комплексов для экспорта электроэнергии в сопредельные страны.

9. В электроэнергетике – ускорение электрификации основных сфер деятельности с увеличением потребления электроэнергии на 36 %; 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, преимущественно нетепловых электростанций с ростом их установленной мощности в 1,5 раза; увеличение экспорта электрической энергии и мощности (в 5–8 раз, до 32-74 млрд кВт·ч), особенно на востоке страны.

10. В атомной энергетике и ядерном топливном цикле – рост установленной мощности АЭС в 1,7 раза при соответствующем демонтаже энергоблоков советской постройки; увеличение доли АЭС в выработке электроэнергии на 4 п.п. (с 17 до 21 %).

11. Рост производства электроэнергии на электростанциях, функционирующих на основе НВИЭ, в 10-14 раз.

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

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

14. Рост среднегодовых инвестиций в энергетический сектор в 1,2-1,5 раза после преодоления краткосрочного экономического спада.

В процессе разработки сценариев рассмотрен и проанализирован ряд внешних и внутренних рисков, среди которых:

- рост конкуренции и глобализации мирового рынка энергоносителей (сланцевый газ и нефть, СПГ, спот, ВИЭ);

- ухудшение геополитической ситуации, в том числе введение санкций против российского ТЭК, ограничивающих доступ к ключевым технологиям и оборудованию, а потенциально – к рынкам сбыта;

- резкое снижение мировых цен на углеводороды и неопределенность их дальнейшей динамики;

- замедление российской экономики, практически остановившее рост внутреннего спроса на топливо и энергию и, соответственно, снизившее инвестиционную активность в экономике и ТЭК.

Если внутренние и внешние риски не позволят реализовать возможности целевого сценария, то среднегодовой темп роста ВВП в 2015-2035 годах снизится относительно целевого сценария в 1,6 раза, а объем ВВП в 2035 году окажется ниже уровня целевого сценария на 22 %. По сути, это равносильно переходу от целевого к консервативному сценарию.

Как показывает риск-анализ, даже в случае реализации рассмотренных рисков они не способны изменить цель, задачи, приоритеты, направления развития и основные меры энергетической политики. Речь может идти лишь о задержке в 3–5 лет достижения установленных значений некоторых целевых индикаторов. Целевой сценарий принят за основу, поскольку отставание от него с относительно небольшими затратами корректируется замедлением реализации энергетических программ и проектов, а исходная ориентация в прогнозе на медленное развитие экономики и ТЭК чревато чрезмерными ущербами – вплоть до уменьшения экспортных ниш и сдерживания экономического роста страны из-за нехватки энергетических мощностей.

При любых сценариях будет обеспечено эффективное использование природного, производственного и финансово-экономического потенциала ТЭК для максимального содействия преодолению замедления и последующему ускорению роста экономики России.

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* – совокупность производственных и инфраструктурных объектов по добыче, переработке, преобразованию и специализированному транспорту топливно-энергетических ресурсов;

12) *топливно-энергетический баланс* – 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	валовой внутренний продукт
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
НВИЭ	нетрадиционные возобновляемые источники энергии
НДД	налог на добавленный доход
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых
НПЗ	нефтеперерабатывающий завод
ПХГ	подземное хранилище газа
ОПЕК	организация стран-экспортеров нефти
ОЭС	объединенная энергетическая система
ОЯТ	отработанное ядерное топливо
ПГУ	парогазовая установка
ПНГ	попутный нефтяной газ
ПЭС	приливные электростанции
СПГ	сжиженный природный газ
СПБУ	самоподъемные буровые установки
Стратегия (ЭС-2035)	Энергетическая стратегия России на период до 2035 г.
СУГ	сжиженные углеводородные газы
ТБО	твердые бытовые отходы
Технология CCS	технология, призванная уменьшить выбросы углекислого газа в атмосферу (Carbon Capture & Storage – «улавливание и хранение углерода»)
ТЭБ	топливно-энергетический баланс
ТЭК	топливно-энергетический комплекс
ТЭР	топливно-энергетические ресурсы
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
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	294
Внутреннее потребление газа, млрд куб. м	459	478 - 519	462
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 (с учетом среднеазиатского), включая СПГ, млрд куб. м	195	270 - 294	209
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	639
нефть и конденсат, млн т	488	483 - 493	525
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 реализации Стратегии

№	Индикаторы	Этапы реализации*	
		1-й этап	2-й этап
Целевые индикаторы (базовый год – 2014 г.)**			
1.	Снижение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии (в процентах, исходно 328 г у. т./кВт-ч)	>2	>13
2.	Снижение удельных расходов газа на собственные нужды отрасли (в процентах, исходно 6,3%)	>4	>21
3.	Отношение среднегодового прироста балансовых запасов основных видов топлива к среднегодовым объемам их добычи	>1	>1
4.	Увеличение производства основных энергоресурсов (в процентах) первичная энергия (исходно 1868 млн т у.т.) электроэнергия (исходно 1062 млрд кВт-ч) газ (исходно 639 млрд куб. м) ВИЭ и атомная энергия (исходно 77 млн т у.т.)	8 8 17 12	22 43 39 65
5.	Увеличение глубины переработки нефтяного сырья (72,3 %)	82	90
6.	Производство нефтегазохимической продукции: этилена, млн тонн в год (исходно 2,4 млн т) крупнотоннажных полимеров, млн тонн в год (4,2 млн т)	8 13	15 21
7.	Потребление основных видов нефтегазохимической продукции на душу населения в России, кг/чел (37,5 кг/чел)	50	130
8.	Доля нефтегазохимического сырья, направляемого на нефтегазохимию, % (исходно 26,8 %)	45	55
9.	Увеличение объемов экспорта первичной энергии (в процентах, исходно 922 млн т у.т.)	8	20
10.	Увеличение выручки от экспорта топлива и энергии (в процентах, исходно 342,3 млрд долл. США)	9	30
11.	Доля газа в общем экспорте топлива и энергии (в процентах на конец этапа, исходно 26%)	30	33
12.	Доля Азиатско-Тихоокеанского региона в общем экспорте топлива и энергии (в процентах на конец этапа, исходно 15%)	>25	>39
13.	Снижение среднего износа основных производственных фондов (в процентах к 2014 году)	>7	>25
14.	Доля отечественной продукции в закупках предприятий ТЭК (в процентах на конец этапа)	>60	>85
15.	Доля затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство (в процентах на конец этапа, исходно 1%)	>1,5	>3

№	Индикаторы	Этапы реализации*	
16.	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
17.	Снижение удельных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сброса загрязненных сточных вод в водоемы, образования отходов предприятиями энергетического сектора (в процентах к 2014 году, исходно 1,7 т/т у.т)	>25	>50
Итоговые индикаторы***			
1.	Удельная энергоемкость валового внутреннего продукта (в процентах, исходно 0,48 кг у.т./долл.)	<94	<63
2.	Удельная электроемкость валового внутреннего продукта (в процентах, исходно 0,50 кВт-ч/долл.)	<94	<72
3.	Доля валовой добавленной стоимости, производимой в ТЭК, в валовом внутреннем продукте Российской Федерации (в процентах на конец этапа, исходно 31%)	28	19
4.	Доля экспорта топливно-энергетических ресурсов в общем стоимостном объеме экспорта России (в процентах на конец периода, исходно 69%)	57	33
5.	Уровень эмиссии парниковых газов (в процентах к 1990 году, исходно 67% от уровня 1990 года)	<71	<75

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

**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.).

Приложение В

к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Прогнозные показатели динамики внутреннего и внешнего спроса на
энергетические ресурсы

В *базовом прогнозе* Минэкономразвития России (письмо Минэкономразвития России от 10.06.2015 № 15339-АВ\ДОЗи) предполагается, что темп ежегодного роста ВВП в целом за период 2014-2030 гг. составит 1,9 %. При этом темп роста увеличится с 1,3 % в год в 2011-2015 гг. до 2,4 % в год в 2016-2020 гг., 2,3 % в год – в 2021-2025 гг., 2,1 % в год – в 2026-2030 гг. (см. Таблица В.1).

Среднегодовой курс доллара будет расти: с 38,7 руб. в 2011-2015 гг. до 61,4 руб. в 2026-2030 гг. В среднем за 2014-2030 гг. он составит 55,2 руб. Цены на нефть после уровня 89,4 долл./барр. в 2011-2015 гг. снизятся до 69,6 долл./барр. в 2016-2020 годах, но затем увеличатся до 93,7 долл./барр в 2026-2030 гг. В среднем за период 2014-2030 гг. цена на нефть составит 81,0 долл./барр.

Индекс потребительских цен за 2014-2030 гг. составит 104,7 %, снижаясь с 108,7 % в 2011-2015 гг. до 102,6 % – в 2026-2030 гг. Индекс промышленного производства в среднем за период 2014-2030 гг. составит 101,7%, при этом он увеличится с 101,8 % в 2011-2015 гг. до 102,1 % в 2026-2030 годах.

В *прогнозе* к Основным направлениям деятельности Правительства Российской Федерации (ОНДП) Минэкономразвития России предполагается, что темп ежегодного роста ВВП в целом за период 2014-2030 гг. составит 3,3 %. При этом темп роста увеличится с 1,3% в год в 2011-2015 гг. до 4,1% в год в 2016-2020 гг. и в 2021-2025 гг., 3,6 % в год – в 2026-2030 гг.

Среднегодовой курс доллара будет расти: с 38,7 руб. в 2011-2015 гг. до 47,9 руб. в 2026-2030 гг. В среднем за 2014-2030 гг. он составит 46,6 руб.

Динамика цены на нефть аналогична базовому прогнозу: сначала она уменьшится до 69,6 долл./барр. в 2016-2020 гг., затем увеличится до 93,7 долл./барр в 2026-2030 гг. и в среднем за период 2014-2030 гг. составит 81,0 долл./барр.

Индекс потребительских цен за 2014-2030 гг. составит 104,6 %, снижаясь с 108,7 % в 2011-2015 годах до 102,6 % – в 2026-2030 гг. Индекс промышленного производства в среднем за период 2014-2030 гг. составит 102,6 %. При этом он увеличится с 101,8 % в 2011-2015 гг. до 103,1 % в 2016-2020 гг., но затем снизится до 102,9 % в 2026-2030 гг.

В.1 Основные показатели базового прогноза Минэкономразвития России (письмо от 10.06.2015 № 15339-АВ\ДОЗи)

	Годы																	
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2014-2030
Индекс потребительских цен, в среднем за год, % г/г	106,9	108,4	105,1	106,8	107,8	115,7	107,0	106,5	105,5	104,5	103,9	102,9	102,6	108,7	105,5	103,2	102,6	104,7
Темп роста ВВП, % г/г	104,5	104,3	103,4	101,3	100,6	97,2	102,3	102,3	102,4	102,5	102,4	102,2	102,0	101,3	102,4	102,3	102,1	101,9
Индекс-дефлятор ВВП, % г/г	114,2	115,9	107,4	105,2	107,2	107,7	108,1	107,6	106,8	105,6	104,8	103,2	102,8					
Индекс промышленного производства, % г/г	107,3	105,0	103,4	100,4	101,7	98,7	101,5	101,6	101,9	102,1	102,2	101,9	102,4	101,8	101,9	101,9	102,1	101,7
Темп роста экспорта товаров в реальном выражении, % г/г	107,0	98,2	100,3	103,4	99,9	101,8	100,7	100,6	101,3	101,5	102,1	101,4	102,0					
Темп роста импорта товаров в реальном выражении, % г/г	127,5	119,7	105,8	99,2	92,1	73,2	107,6	104,4	103,5	103,3	103,5	102,0	100,9					
Среднегодовой курс доллара, рублей			31,1	31,8	38,0	60,0	56,8	54,5	53,2	52,2	52	56,6	65,0	38,7	53,6	54,3	61,4	55,2
Цены на нефть Urals (мировые), долл./барр.			111	108	98	55	50	55	70	75	80	88,3	97,5	89,4	69,6	84,9	93,7	81,0
Численность населения, млн чел.			143,2	143,5	146,1	146,5	146,9	147,3	147,5	147,8	148,0	148,3	147,8	144,8	147,5	148,3	148,0	147,7

В.2 Основные показатели прогноза ОНДП Минэкономразвития России (письмо от 10.06.2015 № 15339-АВ\ДОЗи)

	годы																	
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2014-2030
Индекс потребительских цен, в среднем за год, % г/г	106,9	108,4	105,1	106,8	107,8	115,7	106,8	106,0	104,9	104,5	104,0	102,8	102,5	108,7	105,2	103,2	102,6	104,6
Темп роста ВВП, % г/г	104,5	104,3	103,4	101,3	100,6	97,2	103,2	104,0	104,4	104,5	104,5	103,8	103,5	101,3	104,1	104,1	103,6	103,3
Индекс-дефлятор ВВП, % г/г	114,2	115,9	107,4	105,2	107,2	107,7	107,9	108,4	107,8	107,2	106,0	103,5	102,7					
Индекс промышленного производства, % г/г	107,3	105,0	103,4	100,4	101,7	98,7	102,5	103,1	103,5	103,3	103,3	102,6	103,0	101,8	103,1	102,9	102,9	102,6
Темп роста экспорта товаров в реальном выражении, % г/г	107,0	98,2	100,3	103,4	99,9	102,2	101,1	101,4	102,1	102,7	103,4	102,9	103,2					
Темп роста импорта товаров в реальном выражении, % г/г	127,5	119,7	105,8	99,2	92,1	75,1	110,4	108,7	106,3	105,7	104,5	102,6	102,2					
Среднегодовой курс доллара, рублей			31,1	31,8	38,0	59,7	53,1	48,1	45,0	42,9	43,5	46,4	48,8	38,7	46,4	45,3	47,9	46,6
Цены на нефть Urals (мировые), долл./барр.			111	108	98	55	60	65	70	75	80	88,3	97,5	89,4	69,6	84,9	93,7	81,0
Численность населения, млн чел.			143,2	143,5	146,1	146,5	146,9	147,3	147,5	147,8	148,0	148,3	147,8	144,8	147,5	148,3	148,0	147,7

В.3 Прогнозные показатели динамики внутреннего спроса на энергетические ресурсы на период до 2035 года

	Годы									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2035
Внутреннее потребление первичной энергии,- млн т у.т.	993	1008	1016	1008	1011	<u>1007</u> 1006	<u>1044</u> 1027	<u>1105</u> 1073	<u>1150</u> 1110	<u>1185</u> 1130
то же, %% к 2014 году	98	99	101	100	100	<u>100</u> 100	<u>103</u> 102	<u>109</u> 106	<u>114</u> 110	<u>117</u> 112
Внутреннее потребление нефти (переработка), млн т	250	257	271	281	294	<u>286</u> 283	<u>277</u> 255	<u>250</u> 240	<u>250</u> 235	<u>240</u> 225
то же, %% к 2014 году	85	87	92	96	100	<u>97</u> 96	<u>94</u> 87	<u>85</u> 82	<u>85</u> 80	<u>82</u> 76
Внутреннее потребление газа, млрд куб. м	460	471	468	469	462	<u>459</u> 458	<u>492</u> 478	<u>539</u> 513	<u>560</u> 532	<u>571</u> 542
то же, %% к 2014 году	100	102	101	102	100	<u>99</u> 99	<u>106</u> 104	<u>117</u> 111	<u>121</u> 115	<u>124</u> 117
Внутреннее потребление твердого топлива, млн т у.т.	179	176	180	172	166	<u>162</u> 163	<u>159</u> 160	<u>166</u> 161	<u>173</u> 167	<u>177</u> 165
то же, %% к 2014 году	108	106	109	104	100	<u>98</u> 98	<u>96</u> 97	<u>100</u> 97	<u>104</u> 101	<u>107</u> 100
Внутреннее потребление электроэнергии, млрд кВт·ч	1021	1041	1063	1055	1062	<u>1062</u> 1062	<u>1111</u> 1109	<u>1197</u> 1181	<u>1310</u> 1255	<u>1440</u> 1320
то же, %% к 2014 году	96	98	100	99	100	<u>100</u> 100	<u>105</u> 104	<u>113</u> 111	<u>123</u> 118	<u>136</u> 124

Примечание. В настоящей и последующих таблицах: в числителе представлены значения для целевого сценария, а в знаменателе – для консервативного

В.4 Прогнозные показатели динамики экспорта российских энергоресурсов на период до 2035 года

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2035
Экспорт - всего,	890	903	899	922	922	<u>928</u>	<u>975</u>	<u>1102</u>	<u>1105</u>	<u>1104</u>
млн т у.т.						921	886	942	957	945
то же, %% к 2014 году	97	98	98	100	100	<u>101</u>	<u>106</u>	<u>120</u>	<u>120</u>	<u>120</u>
						100	96	102	104	102
в том числе:										
- сырая нефть, млн т	248	242	240	237	223	<u>235</u>	<u>239</u>	<u>266</u>	<u>266</u>	<u>276</u>
						237	252	257	248	242
- природный газ, млрд куб. м	223	230	215	234	209	<u>201</u>	<u>244</u>	<u>324</u>	<u>324</u>	<u>317</u>
						198	184	240	273	282
- уголь, млн т у.т.	77	84	95	108	121	<u>122</u>	<u>130</u>	<u>153</u>	<u>156</u>	<u>160</u>
						121	122	122	122	123
- электроэнергия, млрд кВт.ч	17	14	6	4	0	<u>0</u>	<u>18</u>	<u>35</u>	<u>47</u>	<u>74</u>
						0	18	23	28	32

Приоритетные энергетические технологии

Научно-техническая политика в энергетике должна опираться на результаты Прогноза научно-технологического развития России на период до 2030 года (далее – долгосрочный прогноз), утвержденного Председателем Правительства Российской Федерации (резолюция № ДМ-П8-5 от 3 января 2014 года), а также на ожидаемые результаты формирующейся отраслевой (в энергетике) системы технологического прогнозирования.

На федеральном уровне в рамках долгосрочного прогноза определяются приоритетные направления развития науки и техники, а также *перспективные технологии*, которые при благоприятных обстоятельствах могут стать широко востребованными энергетикой страны в долгосрочном периоде (15–20 и более лет).

Большинство таких технологий обычно находится на ранних стадиях разработки и их создание требует выполнения большого объема фундаментальных и поисковых НИР, часто имеющих междисциплинарный характер.

Среди перспективных технологий особый интерес представляют *прорывные технологии*, успешная разработка и массовое внедрение которых способно совершить технологическую революцию в целых секторах энергетики, кардинально изменить технологическую и пространственную структуру энергетики и ее основные свойства.

Ниже представлен состав приоритетных технологий для крупномасштабного внедрения в энергетику страны в период до 2035 года. Их выбор был сделан на основе технико-экономического анализа предложенных технологий (результат НИОКР предыдущих периодов) и спроса на новые технологии со стороны отраслей ТЭК при учете будущих условий развития энергетики страны. Также указаны перспективные технологии, массовое внедрение которых возможно в более отдаленный период (после 2035 года), но по которым целесообразно выполнять фундаментальные и поисковые исследования с целью накопления базовых знаний для совершенствования ключевых физико-химических процессов и элементов оборудования, лежащих в основе этих технологий.

Г.1. Воспроизводство ресурсной базы энергетики

Решаемые задачи: разведка новых месторождений ископаемых топлив, прежде всего углеводородов в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях, включая глубоководный шельф арктических морей, доразведка действующих месторождений

(периферийные зоны, тонкие продуктивные пласты), повышение достоверности и детализации геологической информации, снижение стоимости и трудоемкости геологоразведочных работ, сокращение сроков их выполнения, уменьшение негативного воздействия на окружающую среду, замещение услуг зарубежных компаний в области геологоразведки.

Приоритетные технологии:

- комплексные технологии разведки месторождений углеводородов с использованием конкурирующих и взаимодополняющих методов: сейсмических, электрофизических, гравитационных;
- надежные методы разведки месторождений углеводородов на глубоководном шельфе арктических морей в условиях сложной ледовой обстановки;
- новые методы дистанционного зондирования земной поверхности из космоса в интересах геологоразведки;
- эффективные программные средства для анализа больших массивов геологической информации с использованием суперкомпьютеров и визуализации геологической информации в формате 3D/4D с высоким разрешением;
- новые технологии глубокого разведочного бурения скважин, в т. ч. на глубоководном шельфе арктических морей;
- новые составы буровых растворов, безопасные для окружающей среды и пригодные для использования при низких температурах.

Потенциальные эффекты:

Разработка и широкомасштабное внедрение в стране представленных технологий позволит перераспределить в пользу отечественных компаний объемный рынок услуг по разведке месторождений ископаемых топлив, в первую очередь углеводородов. В стратегической перспективе емкость этого рынка в России будет увеличиваться, что связано с необходимостью компенсации запасов вырабатываемых месторождений, усложнением геологических условий для разведки, освоением территорий с суровыми природно-климатическими условиями. В настоящее время на разведку ископаемых топлив приходится около 76–78 % расходов на проведение геологоразведочных работ в стране или более 140–150 млрд руб. в год из различных источников финансирования. Значительная часть этих средств уходит зарубежным компаниям. Глубокое бурение разведочных скважин сейчас составляет 1,2–1,3 млн м в год, что в 4,3 раза меньше, чем в 1990 году. Для реализации целевых установок Стратегии потребуется его существенное увеличение. Названные приоритетные технологии должны обеспечить выполнение до третьей части этих работ.

Г.2. Добыча ископаемых топлив

Решаемые задачи: повышение степени извлечения сырья, вовлечение в ТЭБ низкорентабельных месторождений ТЭР, прежде всего углеводородов, а также местных видов топлива, сдерживание роста удельных затрат в добычу ископаемых топлив, сокращение потребления ТЭР на собственные нужды добывающего комплекса, повышение производительности труда в добывающих отраслях ТЭК, повышение безопасности ведения горных работ, обеспечение технологической независимости добывающих отраслей отечественного ТЭК.

Приоритетные технологии:

- высокоточное бурение с эффективным вскрытием продуктивных пластов углеводородов;
- новые средства мониторинга и прогнозирования состояния коллекторов нефтегазовых месторождений;
- экономически и энергетически эффективные вторичные и третичные методы интенсификации извлечения углеводородного сырья;
- технологии добычи трудно извлекаемой нефти (тяжелой, высоковязкой, из малопроницаемых пластов, с больших глубин, на глубоководном шельфе), включая гидродинамические, теплофизические, электрофизические, физико-химические методы воздействия на вмещающие породы (с целью повышения их проницаемости) и внутрислоевые флюиды (с целью снижения их вязкости и изменения химического состава);
 - технологии добычи метана из угольных пластов;
 - ледостойкие и сейсмически устойчивые добычные платформы;
 - интеллектуальные безлюдные технологии добычи углеводородного сырья (добычные комплексы с высоким уровнем автоматизации, интеллектуальным принятием решений, дистанционным контролем и управлением);
- технические средства дистанционного мониторинга состояния пластов и скважин путем контроля большого числа геофизических и технических параметров и программные средства обработки больших массивов геофизической и технической информации с целью 3D/4D визуализации результатов в режиме реального времени;
- математические модели физико-химических воздействий на пласт и скважинных процессов для целей оперативного управления добычей углеводородов, в т. ч. тяжелой нефти;
- высокочувствительные сенсоры, приборы непрерывного мониторинга шахтной атмосферы и георадарное оборудование для эффективной и безопасной эксплуатации угольных шахт.

Широкое применение высокоточного бурения и внедрение новых технологий извлечения нефти должно обеспечить выполнение требований Стратегии по удержанию достигнутых уровней добычи нефти в стране на всю рассматриваемую перспективу. Прежде всего, это будет обеспечено за счет повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) на действующих нефтяных месторождениях до 40 % к 2035 году, вовлечение в оборот малодебитных месторождений и организации рентабельной добычи трудно извлекаемой нефти (тяжелой, высоковязкой, из малопроницаемых пластов, с больших глубин, на глубоководном шельфе, в суровых климатических условиях).

Сдерживанию роста затрат в добывающих отраслях ТЭК и повышению в них производительности труда будет способствовать интеллектуализация процесса добычи топлив. Опыт реализации организационно-технических концепций «Интеллектуальная скважина» и «Интеллектуальное месторождение» показал возможность сокращения на 15–20 % операционных затрат в добычу углеводородного сырья. Это достигается за счет сокращения производственного и управленческого персонала, увеличения загрузки оборудования в результате повышения его надежности и снижения аварийности, а также оптимизации добычи топлив исходя из прогнозируемой рыночной конъюнктуры.

Разработка отечественных конкурентоспособных технологий добычи трудно извлекаемых ресурсов углеводородного сырья позволит расширить ресурсную базу энергетики страны, обеспечить технологическую независимость добывающих отраслей и сформировать задел для экспорта соответствующего инновационного оборудования. При этом важную роль в обеспечении технологической независимости будет играть переход отраслевых компаний ТЭК и отраслевых институтов на использование отечественного программного обеспечения.

Добычные технологии, крупномасштабное внедрение которых можно ожидать в более отдаленной перспективе:

- подводные роботизированные комплексы для разработки шельфовых месторождений углеводородного сырья;
- роботизированные комплексы для подземной добычи угля с высокой селективностью и поддерживающие их новые методы математического моделирования геофизического состояния горных выработок и оптимизации извлечения угля;
- экономически конкурентоспособные технологии добычи газовых гидратов.

Разработка данных технологий потребует выполнения большого объема фундаментальных и прикладных НИР, а также ОКР. Однако в случае успешного их завершения будут созданы новые технологические платформы, обеспечивающие решение на долгосрочную перспективу отмеченных выше ключевых задач добычных отраслей ТЭК.

Г.3. Переработка ископаемых топлив

Решаемые задачи: достижение предельной глубины переработки ископаемых топлив, производство продуктов с высокой добавленной стоимостью и повышение их качества, снижение затрат и энергопотребления перерабатывающими производствами, сокращение негативного воздействия на окружающую среду, замещение импортных материалов, катализаторов и оборудования отечественными.

Приоритетные технологии и материалы:

- технологии переработки углеводородного сырья в моторные топлива с предельной глубиной преобразования;
- передовые нефте- и газохимические технологии производства продуктов с высокой добавленной стоимостью, включая углепласты, малотоннажные наукоемкие химические соединения, графен, фуллерены и др.;
- отечественные высокоэффективные катализаторы для глубокой переработки углеводородного сырья;
- технологии переработки тяжелой нефти с производством моторных топлив, продуктов для получения перспективных углеродсодержащих материалов (углепластов и др.) и извлечением ценных компонентов (редких металлов и др.);
- технологии эффективного использования низконапорного природного газа отработанных месторождений и нефтяного попутного газа;
- отечественные высокоэффективные технологии крупнотоннажного производства сжиженного природного газа;
- высокопроизводительные и высокоселективные мембранные материалы с контролируемым размером пор для перспективных технологий разделения газов и жидкостей;
- методы и программные средства долгосрочного прогнозирования мировых и отечественных энергетических рынков, прежде всего рынков нефти и природного газа и продуктов их глубокой переработки.

Новые отечественные технологии переработки углеводородного сырья и катализаторы с длительным ресурсом работы и приемлемой стоимостью позволят увеличить к 2035 году глубину переработки нефти с нынешних 72 до 90 % и выходу светлых нефтепродуктов с 58 до 73–74 % и повысить их качество, а также решить проблему обеспечения технологической независимости отечественной нефте- и газопереработки.

Для значительного наращивания объемов экспорта газа в сжиженном виде и обеспечения при этом технологической независимости газовой отрасли потребуются отечественные высокоэффективные технологии крупнотоннажного производства сжиженного природного газа.

Перерабатывающие технологии для возможного крупномасштабного применения в отдаленной перспективе:

- глубокая переработка твердых топлив с получением жидких и газообразных энергоносителей, включая новые технологии газификации с получением синтез-газа и его последующей переработки, пиролиза, гидрогенизации;
- глубокая переработка минеральной части углей с извлечением металлов и др. компонентов.

Большие запасы в стране углей невысокого качества и их размещение вдали от центров потребления и морских портов делают целесообразным продолжение работ по созданию перспективных отечественных технологий комплексной глубокой переработки угля в высококачественные и хорошо транспортируемые жидкие и газообразные энергоносители, прежде всего в моторные топлива и заменитель природного газа. Минеральная часть углей в перспективе, по мере истощения традиционных месторождений, может стать новым источником минерального сырья.

Г.4. Производство электрической и тепловой энергии на базе органических топлив

Решаемые задачи: обеспечение высокого КПД установки в широком диапазоне изменения нагрузки, высокой надежности и длительного рабочего ресурса оборудования, высоких маневренных свойств; оптимизация технологических схем и характеристик оборудования под условия эксплуатации в России (включая климатические и экономические условия, прогнозные графики электрических нагрузок, перспективную структуру установленных мощностей в электроэнергетической системе и др.); достижение полной локализации производства критических элементов оборудования и материалов; применение отечественных систем управления установками, построенных преимущественно на отечественной элементной базе.

Приоритетные технологии отечественной разработки для крупномасштабного применения в период до 2035 года (для целей реконструкции действующих электростанций и сооружения новых):

1) Крупные конденсационные электростанции:

- высокоэффективные газовые турбины большой мощности (110–180 МВт) и ПГУ на их основе электрической мощностью 300–500 МВт на природном газе с КПД более 57 %;
- угольные энергоблоки электрической мощностью 300–800 МВт с усовершенствованными пылеугольными котлами и паровыми турбинами на освоенные сверхкритические параметры пара с последующим повышением температуры перегрева пара до 585–600 °С и давления до 30 МПа и эффективной газоочисткой;

- котлы с циркулирующим кипящим слоем на угле для паротурбинных конденсационных энергоблоков электрической мощностью 330 МВт;

2) Крупные ТЭЦ:

- теплофикационные ПГУ на природном газе электрической мощностью свыше 100 МВт на базе ГТУ мощностью от 50 МВт с высоким электрическим КПД во всем диапазоне рабочих нагрузок;

- котлы с циркулирующим кипящим слоем на угле для паротурбинных теплофикационных энергоблоков электрической мощностью 100 МВт;

3) Мини-ТЭЦ, в т. ч. создаваемых путем реконструкции существующих котельных:

- когенерационные установки (КГУ) малой мощности на природном газе и СУГ на базе:

- ГТУ электрической мощностью 6–9 МВт,

- газопоршневых установок (ГПУ) электрической мощностью 0,3–5 МВт,

- микротурбин электрической мощностью 0,05–1 МВт;

- топливных элементов (высоко- и низкотемпературных) электрической мощностью 100–200 кВт с КПД 60–65 %;

- КГУ малой мощности на твердом топливе на базе:

- газопоршневых установок электрической мощностью 0,3–5 МВт на продуктах газификации твердого топлива;

- паровых микротурбин электрической мощностью 0,05–1 МВт с прямым сжиганием твердого топлива;

4) Микрокогенерация у индивидуальных потребителей (мелкий бизнес, домашние хозяйства и т. п.) на базе:

- топливных элементов (высоко- и низкотемпературных) электрической мощностью 2–20 кВт с КПД 60–65 % и более на природном газе и сжиженных углеводородных газах.

5) Технологии повышения эффективности электроэнергетики на базе:

- технологии активно-адаптивных энергетических сетей;

- технологии создания и использования промышленных накопителей энергии большой мощности.

Емкость внутреннего рынка для мощных ПГУ составляет примерно 15–18 ГВт до 2035 года или 50–60 блоков ПГУ мощностью 300–500 МВт, включая 100–120 мощных газовых турбин на общую сумму 20–27 млрд долл. США. Реализация данного потенциала обеспечила бы ежегодную экономию около 6–8 млрд м³ природного газа на сумму 2–2,5 млрд долл. США в год. Емкость внутреннего рынка вполне достаточна для возврата затрат в разработку мощных газовых турбин.

При разработке крупных отечественных газовых турбин может активно использоваться опыт изготовления и эксплуатации лицензионных ГТУ мощностью 110 и 160 МВт. Предстоит определить оптимальные параметры цикла ГТУ (температуру газов перед турбиной и степень сжатия) и рациональную степень усложнения технологической схемы ПГУ. Необходимо разработать новые отечественные конструкционные материалы и покрытия для «горячей части» ГТУ и технологии их применения для изготовления турбинных лопаток – критических элементов данной технологии.

Новые и усовершенствованные ГТУ должны быть специально разработаны для энергетического применения, оборудованы низкоэмиссионными камерами сгорания (с выбросами оксидов азота не более 25 ppm), иметь большой рабочий ресурс (до 100 тыс. часов). Котлы-утилизаторы для ПГУ должны иметь контуры двух (трех) давлений для эффективной работы при различных нагрузках. Необходимо продолжить совершенствование отечественных паровых турбин с целью повышения КПД. Целесообразно наращивать усилия по разработке отечественных технических средств (высокочувствительных и надежных сенсоров, в т. ч. бесконтактных, устройств передачи данных и т. д.) и интеллектуальных систем диагностики состояния основного и вспомогательного оборудования энергетических установок в режиме реального времени.

Разработка в стране сверхмощных газовых турбин (300–350 МВт и более) и ПГУ 800–1000 МВт возможна после соответствующего научно-методологического и организационного обоснования. Во-первых, на разработку необходимы чрезмерно большие затраты, во-вторых, возврат их в разумные сроки проблематичен. До 2035 года емкость внутреннего рынка для них незначительна, а выход на внешние рынки затруднен из-за высокой конкуренции и также относительно небольшой емкости.

Емкость внутреннего рынка для ПТУ с котлами циркуляционного кипящего слоя оценена диапазоном 10–20 ГВт или 100–120 энергоблоков мощностью 100–330 МВт. Данная технология демонстрирует хорошие адаптационные возможности к изменению качества угля, обладает хорошими маневренными свойствами, обеспечивает эффективное снижение негативного воздействия угольной энергетики на окружающую среду. Однако опыт разработки котлов ЦКС большой мощности в России пока достаточно мал.

Применению высокоэффективных ПГУ с высокими маневренными характеристиками на ТЭЦ благоприятствует сложившаяся в стране тенденция к росту соотношения спроса на электрическую энергию и централизованное тепло. Емкость отечественного рынка для указанных ПГУ составляет около 17–24 ГВт (эл.) или 400–600 энергоблоков, в т. ч. 600–800 газовых турбин мощностью 16–25 МВт. Необходимо на базе имеющихся мощных авиационных двигателей разработать специализированные газовые турбины энергетического назначения с высокой надежностью и длительным рабочим ресурсом.

Одной из важнейших особенностей энергетики России, обусловленной ее суровым климатом, является производство больших объемов тепловой энергии низкого потенциала в котельных, в основном газовых.

Расширение выработки электроэнергии на тепловом потреблении путем развитие когенерации на базе существующих газовых котельных представляет собой один из крупнейших источников экономии топлива в стране и является одним из важных направлений развития энергетики страны. Развитие когенерации уменьшит вводы новых генерирующих мощностей на крупных ТЭС, сократит объемы электросетевого строительства, снизит потери в электрических сетях. КГУ имеют преимущества в сроках сооружения и заблаговременности инвестиций по сравнению с крупными ТЭС. Массовое внедрение КГУ будет способствовать улучшению условий прохождения в электроэнергетической системе зимних максимумов электрической нагрузки.

С развитием когенерации возрастет потребность в газопоршневых и газотурбинных установках малой мощности. Для реализации указанного потенциала развития когенерации потребуется ориентировочно 2 тыс. ГТУ электрической мощностью 6–9 МВт, порядка 15 тыс. газопоршневых установок мощностью 0,3–5 МВт, 25 тыс. микротурбин единичной мощностью 60–1000 кВт или 40 тыс. топливных элементов единичной мощностью 100–200 кВт. В денежном выражении емкость рынка когенерационных установок в стране превышает 50 млрд долл. США.

Реализация программы реконструкции котельных в мини-ТЭЦ должна со второго этапа Стратегии идти исключительно на отечественном оборудовании. Это обеспечит получение значительных мультипликативных эффектов в смежных отраслях экономики страны. Потребуется разработать:

- высокоэффективные энергетические ГТУ малой мощности (6–9 МВт) с высокими показателями надежности для реконструкции крупных котельных (тепловой мощностью 20 Гкал/ч и более);
- отечественные газопоршневые установки на 0,3–5 МВт для использования при реконструкции котельных тепловой мощностью 3–20 Гкал/ч, эффективно работающих в широком диапазоне калорийности газа (высококалорийном - природный газ, СУГ, нефтяной попутный газ, низкокалорийном биогаз, продукты газификации твердых топлив и т. д.), широком диапазоне нагрузок, конкурентоспособных с лучшими мировыми аналогами;
- отечественные микротурбины (газовые, паровые) на 50–1000 кВт и топливные элементы 100–200 кВт для реконструкции котельных малой мощности – 3 Гкал/ч и менее.

Технологии и материалы для нужд электроэнергетики на отдаленную перспективу:

- новые жаропрочные стали для паротурбинных установок на сверхвысокие параметры пара и технологии их обработки;

- новые конструкционные материалы и функциональные покрытия (термобарьерные, антиэрозионные, противокоррозионные) для изготовления элементов газовых и паровых турбин на сверхвысокие параметры рабочего тела с длительным ресурсом работы при переменных нагрузках (с большими амплитудами и скоростями их изменения);
- новые технологии газификации твердого топлива, включая биомассу и бытовые отходы, и ПГУ на их основе;
- угольные ПТУ большой мощности на сверхвысокие параметры пара с высокоэффективной системой газоочистки;
- гибридные энергоустановки электрической мощностью 0,3–5 МВт с КПД до 60–65 % на основе высокотемпературных топливных элементов и микротурбин на природном газе, СУГ и продуктах газификации твердого топлива;
- мембранные технологии разделения воздуха большой производительности для применения в составе газогенераторных установок.

Прорывные технологии для электроэнергетики:

- топливные элементы – технологии прямого преобразования химической энергии различных видов топлива в электрическую энергию;
- накопители энергии большой емкости и мощности.

В электроэнергетике в качестве прорывных могут выступить электрохимические технологии производства и аккумулирования электроэнергии. Достижения в электрохимии и электрофизике, а также в материаловедении последнего десятилетия дают все больше оснований для утверждения, что энергетика стоит на пороге нового технологического уклада. Он будет связан с переходом от централизованного к децентрализованному энергоснабжению на базе электрохимических технологий производства и аккумулирования энергии.

Очевидна исключительная значимость прорывных электрохимических технологий производства и аккумулирования энергии для экономики, социальной сферы и общества. Своевременная разработка и освоение данных технологий обеспечит технологический прорыв в отечественной промышленности и позволит занять ей достойное место в глобальной системе создания добавленной стоимости. Данные технологии могут явиться катализатором процесса реиндустриализации страны и составить ее основу. Страны, первыми освоившие крупномасштабное производство соответствующего оборудования, получают глобальные конкурентные преимущества на многие годы вперед. Проблема создания электрохимических технологий является междисциплинарной и межотраслевой и требует значительных усилий по координации работ.

Г.5. Безопасная атомная энергетика

Решаемые задачи: обеспечение высокого уровня безопасности, повышение эффективности и конкурентоспособности атомной энергетике в целом, повышение эффективности использования ядерного топлива, снижение удельных капитальных вложений, обеспечение режима нераспространения делящихся материалов.

Приоритетные технологии и материалы:

- энергетические реакторы четвертого поколения повышенной безопасности и эффективности, с расширенным диапазоном регулирования мощности;
- безопасные атомные реакторы большой мощности на быстрых нейтронах с использованием пассивных систем охлаждения активной зоны;
- безопасные модульные реакторы малой и средней мощности на тепловых и быстрых нейтронах, в т. ч. с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, и использованием в системах централизованного теплоснабжения;
- производство перспективных видов ядерного топлива (МОХ-топливо, плотное топливо и др.);
- новые радиационно-стойкие конструкционные материалы;
- новые технологии переработки облученного ядерного топлива, включая «сухую» переработку;
- новые технологии безопасного обращения с радиоактивными отходами и надежного их захоронения;
- использование низкопотенциального тепла АЭС для целей теплоснабжения и производства биопродукции (пищевой и технической).

Ожидаемые эффекты:

- повышение эффективности использования ядерного топлива путем увеличения глубины выжигания загруженного в реактор ядерного топлива;
- снижение затрат на производство электроэнергии на АЭС путем увеличения КИУМ, в т. ч. за счет увеличения интервала между перезагрузкой топлива, повышения надежности работы оборудования, оптимизации эксплуатационных характеристик реакторных установок с использованием современных промышленных и наукоемких технологий;
- практическое снятие ресурсных ограничений на развитие ядерной энергетике страны за счет замыкания ядерного топливного цикла и введения в ее структуру реакторов на быстрых нейтронах с расширенным воспроизводством новых делящихся материалов из урана-238 (в перспективе и из тория);

- повышение радиационной безопасности АЭС за счет разработки новых более безопасных и эффективных схем и конструкций реакторов и АЭС и технологий их эксплуатации;
- надежное обеспечение ядерной, радиационной, экологической безопасности и гарантий нераспространения делящихся материалов и ядерных технологий во всех звеньях ядерного топливного цикла (от добычи урана до изоляции радиоактивных отходов) за счет совершенствования существующих и разработки новых методов, технологий и оборудования производства ядерного топлива, переработки отработанного топлива, долговременного хранения радиоактивных отходов.

Масштабы внедрения атомных энергоустановок в энергетику страны до 2035 года существенно увеличатся. Имеется также значительный экспортный потенциал для отечественных ядерных энергетических технологий.

К технологиям в области атомной энергетики, которые могут быть востребованными в отдаленной перспективе, следует отнести:

- высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы, в т. ч. на быстрых нейтронах, обеспечивающие повышение КПД АЭС за счет увеличения средней температуры термодинамического цикла;
- методы и технологии «изотопного конструирования материалов» и поиск исходных высоколетучих соединений с целью получения малоактивируемых материалов с изотопно-измененным составом приемлемой стоимости для атомного реакторостроения и ядерного топливного цикла;
- новые технологии термохимического разложения воды с использованием высокотемпературного тепла ядерных реакторов.

Потребуется выполнение большого объема НИОКР для созданий представленных технологий.

Г.6. Использование возобновляемых источников энергии

Решаемые задачи: разработка отечественных технологий использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), наработка в стране компетенций в области практического использования ВИЭ.

Приоритетные технологии и материалы:

- фотопреобразователи с высоким КПД, длительным ресурсом работы, минимальной деградацией начальных технических характеристик и приемлемой стоимостью, использующие весь спектр солнечного излучения и полную энергию фотонов;
- новые полупроводниковые материалы и технологии изготовления фотоэлементов: с высокой квантовой эффективностью, с переменной шириной запрещенной зоны (плавных

гетеропереходах), с примесными энергетическими уровнями в запрещенной зоне, с преобразователями длины волны солнечного излучения (люминесцентными покрытиями), каскадных фотоэлементов и др.;

- новые антиотражающие и пассивирующие покрытия фотоэлементов, обеспечивающие минимизацию оптических потерь и потерь от рекомбинации носителей в поверхностном слое, длительный срок службы в условиях динамичной внешней среды (суточные и годовые циклы температуры, влажности, УФ-излучения) без существенной потери функциональности;

- недорогие концентраторы солнечного излучения с высокой отражательной способностью и широкой угловой апертурой, обеспечивающей высокоэффективную концентрацию прямого и рассеянного солнечного излучения; надежные системы слежения за Солнцем;

- солнечные коллекторы с большой поглощательной способностью с жидкими и газообразными теплоносителями;

- оборудование для ветряных электростанций, в т. ч. морского базирования, системы оптимального управления режимами работы ветрогенераторов и эффективные методы прогнозирования параметров ветра;

- новые материалы и покрытия для лопастей ветродвигателей и технологии их обработки;

- перспективные гидроагрегаты с переменной скоростью вращения;

- новые строительные материалы (плотные полимербетоны, геотекстиль и др.) для повышения безопасности и долговечности гидротехнических сооружений;

- бинарные технологии использования геотермальной энергии с применением высокоэффективных низкокипящих рабочих тел;

- технологии биохимического производства биогаза из растительного сырья различного происхождения с использованием высокоэффективных штаммов микроорганизмов;

- новые технологии термической переработки биомассы (газификации, пиролиза и др.) с последующим использованием получаемых продуктов для производства электроэнергии, высококачественных твердых топлив и производственного углеродсодержащего сырья;

- технологии водородной энергетики:

- эффективные технологии получения водорода;

- технологии хранения водорода;

- технологии транспортировки водорода;

- технологии энергетических установок с использованием топливных элементов без промежуточного хранения водорода;

- тепловые насосы на основе новых технических принципов и схем с применением новых рабочих тел.

Потенциальные эффекты:

- расширение ресурсной базы мирового топливно-энергетического баланса;
- экономия невозобновляемых ресурсов ископаемых топлив;
- уменьшение антропогенного воздействия на окружающую среду;
- сокращение выбросов парниковых газов и таким образом уменьшение негативного влияния энергетики на климат планеты;
- создание новых секторов энергетики и экономики, увеличение количества высококвалифицированных рабочих мест, в том числе в смежных отраслях экономики;
- внедрение в электроэнергетическую систему большого числа энергоустановок на ВИЭ со стохастической энергоотдачей (солнечная энергия, энергия ветра) негативно воздействует на режимы электрогенерации; требуются специальные меры по их нивелированию;
- угроза дестабилизации рынков традиционных ископаемых топлив при крупномасштабном использовании ВИЭ.

Масштабы внедрения энергоустановок на базе ВИЭ в энергетику страны до 2035 года существенно увеличатся. Имеет место значительный экспортный потенциал для некоторых отечественных энергетических технологий использования ВИЭ, в частности высокоэффективных фотопреобразователей. Новые отечественные технологии и материалы будут востребованы в масштабной программе развития гидроэнергетики.

Новые технологии использования ВИЭ в более отдаленной перспективе:

- фотопреобразователи на основе высококачественных сверхтонких (<10 нм) пленок твердых растворов фотоактивных соединений (с высокой плотностью и низкой пористостью), получаемых методами атомно-слоевого осаждения;
- органические фотопреобразователи с высоким КПД и низкой стоимостью на основе новых фотоактивных органических соединений;
- солнечные теплоэнергетические установки с аккумулярованием тепловой энергии с использованием расплавов солей; солнечные ПГУ на CO₂ на сверхкритических параметрах;
- новые технологии преобразования механической энергии морской среды – приливов и волн – в электрическую с минимальным воздействием на окружающую среду;
- новые технологии бурения горных пород на большие глубины и увеличения их проницаемости для теплоносителя с целью извлечения тепла сухих пород; обустройство скважин для транспорта глубинного тепла с минимальными потерями и низким гидравлическим сопротивлением;

- новые технологии переработки биомассы в продукты с высокой добавленной стоимостью (биоразлагаемые биопластики и др.);
- аква-технологии высокоэффективной биофиксации атмосферного CO₂ с применением новых видов генномодифицированных микроорганизмов, безопасных для окружающей среды, с производством биомассы со сверхвысоким содержанием прекурсоров моторных топлив;
- фотофиксация атмосферного CO₂ с использованием электрокатализа для производства жидких углеводородов.

Г.7. Эффективные энергетические системы будущего

Решаемые задачи: повышение надежности функционирования основных национальных энергетических систем (электроэнергетической системы, систем теплоснабжения, газотранспортной системы), сокращение потерь энергии в системах, снижение стоимости системных услуг по передаче, распределению и хранению энергии, диспетчеризации, сбыту и др.

Приоритетные технологии и материалы:

- интеллектуальные технологии и средства мониторинга и диагностики состояния оборудования в энергетических системах;
- методы и технологии распределенного оптимального управления оборудованием и режимами работы сложных энергетических систем, включая объекты электрогенерации со стохастической энергоотдачей, с реализацией функций самонастройки, самоорганизации и самовосстановления оборудования и системы в целом;
- новые технические средства для создания интеллектуальных энергетических систем, включая: «цифровую подстанцию», «виртуальную электростанцию», «интеллектуальные счетчики», высокочувствительные сенсоры, силовую электронику, устройства релейной защиты и автоматики, средства быстрой коммутации при двустороннем энергообмене и др.;
- тепловые насосы;
- методы и технические средства интеллектуального управления конечным электропотреблением по экономическому критерию в режиме реального времени на основе интеграции электрических и информационных сетей («энергетический Интернет»);
- экономически эффективные средства аккумулирования больших объемов электрической энергии («сетевые аккумуляторы»), в т. ч.:
 - эффективные обратимые гидроагрегаты для гидроаккумулирующих электростанций;
 - перспективные электрохимические аккумуляторы большой емкости и мощности;
 - перспективные кинетические накопители энергии;
 - эффективные воздухоаккумулирующие установки с адиабатными компрессорами;

- аккумуляция электроэнергии на основе криогенных технологий;

- новые технические средства для эффективной передачи электроэнергии на дальние расстояния, включая перспективное электротехническое оборудование для ЛЭП переменного и постоянного тока на ультравысокие параметры;
- новые токопроводы для ЛЭП с высокими прочностными свойствами и низким удельным электрическим сопротивлением, в т. ч. с композитным сердечником и использованием;
- новые высокоэффективные электротехнические стали, высокочистые токопроводящие материалы, электроизоляционные материалы для снижения потерь электроэнергии в оборудовании и сетях;
- новые конструкционные (в т. ч. композиционные) и теплоизоляционные материалы и функциональные покрытия для теплопроводов, обеспечивающие длительный срок службы, высокое термическое сопротивление, малое гидравлическое сопротивление, низкую адгезию к солям жесткости;
- высокоэффективные газоперекачивающие агрегаты с газотурбинным и электрическим приводом;
- новые конструкционные материалы для нефте- и газопроводов на высокое давление с повышенной механической прочностью, обеспечивающей их применение в районах с высокой сейсмичностью, низким гидравлическим сопротивлением и новыми наружными антикоррозийными покрытиями;
- противотурбулентные и другие присадки, добавляемые в нефте- и продуктопроводы для снижения себестоимости транспортировки продуктов.

Внедрение представленных технологий позволит сократить потери энергии в сетях, увеличить срок их службы, повысить надежность, снизить аварийность и, в итоге, сократить затраты на эксплуатацию и развитие энерготранспортной инфраструктуры.

Технологии и материалы для более отдаленной перспективы:

- сверхпроводящие материалы на основе «теплой» сверхпроводимости для транспорта больших объемов электроэнергии на дальние расстояния с минимальными потерями;
- сверхпроводящие индуктивные накопители электроэнергии большой емкости.

Г.8. Эффективное потребление энергии

Решаемые задачи: повышение энергоэффективности экономики страны, экономия электрической и тепловой энергии и топлива у конечных потребителей, сокращение расходов бюджетных потребителей и населения на приобретение энергоносителей, интенсивное импортозамещение, потенциальные масштабы которого в данной области огромны.

Приоритетные технологии и материалы:

- теплоизоляционные и конструкционные материалы в домостроении для целей повышения термического сопротивления ограждающих конструкций зданий, в т. ч. светопрозрачных;
- высокоэффективные технологии рекуперации тепла вентиляционных выбросов зданий;
- источники света с высокой световой отдачей, большим сроком службы и приемлемыми экономическими характеристиками;
- новые технологии и средства управления освещением, в т. ч. с использованием датчиков освещенности и движения;
- отечественные индивидуальные газовые котлы тепловой мощностью около 10–300 кВт с предельными КПД, высокими уровнями автоматизации, надежности и безопасности;
- эффективные аккумуляторы тепловой энергии у потребителей (жидкостные, твердотельные, на основе фазовых переходов);
- высокоэффективные электродвигатели, частотно-регулируемые электроприводы и интеллектуальные системы управления ими;
- высокоэффективные электрические трансформаторы и коммутационное электрооборудование;
- насосное и компрессорное оборудование с высоким КПД во всем рабочем диапазоне производительностей;
- энергоэффективная бытовая техника отечественного производства (холодильники и морозильные камеры, средства климат-контроля, электрические водонагреватели, электрические и газовые плиты, микроволновые печи и др.);
- интеллектуальные технологии управления энергопотреблением у конечных потребителей («умный дом» и т. д.);
- высокочувствительные сенсоры, силовые полупроводниковые приборы, интеллектуальные измерительные приборы и средства автоматизации нового поколения;
- микропроцессорная техника, информационно-коммуникационные технологии для целей мониторинга и дистанционного управления энергогенерирующим и энергопотребляющим оборудованием.

Широкомасштабное применение новых теплоизоляционных и конструкционных материалов в домостроении может на длительное время остановить рост потребления тепловой энергии на цели отопления. Необходимо продолжать разработки новых высокоэффективных теплоизоляционных материалов, а также новых светопрозрачных материалов и конструкций с высоким термическим сопротивлением.

Рост масштабов малоэтажного жилищного строительства (доля малоэтажных домов в суммарных вводах жилья составляет 45–47 %) и продолжение газификации страны порождает спрос на индивидуальные котлы тепловой мощностью примерно 10–300 кВт на газообразном топливе с высокими показателями КПД, надежности, безопасности, автоматизации. В настоящее время он в значительной мере покрывается импортом, достигающим 350 млн долл. США в год. Настоятельно требуется разработка соответствующего конкурентоспособного отечественного оборудования. Ежегодное потребление топлива на цели теплоснабжения малоэтажной застройки превышает 70 млн т у.т. при доле природного газа в 74 %.

Расширение использования средств аккумулирования тепловой энергии у потребителей будет способствовать выравниванию графиков теплопотребления и повышению эффективности когенерационной выработки электрической и тепловой энергии.

На цели освещения в настоящее время в стране расходуется около 12–15 % потребляемой электроэнергии. Использование новых источников света, прежде всего светодиодных, может обеспечить экономию до 80 %.

Значительных объемов экономии электроэнергии можно достичь за счет вывода из эксплуатации старых энергорасточительных электробытовых приборов и замены их новыми высокоэффективными.

Значительную экономию энергии может дать (и при этом создать более благоприятные условия для использования ВИЭ) крупномасштабное внедрение интеллектуальных технологий управления конечным энергопотреблением.

Прорывной технологией в сфере конечного потребления энергии могут стать электродвигатели на основе высокотемпературной сверхпроводимости. Это потребует разработки новых высокотемпературных сверхпроводящих материалов и технологий их обработки и применения.

Г.9. Прорывные технологии и риски развития российской энергетики

Развитие и распространение прорывных технологий в мире может значительно изменить ландшафт международных потоков энергоресурсов, что представляет как ряд угроз, так и новые возможности для российского ТЭК. Нарушение баланса спроса и предложения на рынках нефти и газа в результате внедрения прорывных технологий способно в сравнительно сжатые сроки обрушить цены на нефть и газ. Подобная ситуация уже наблюдалась на рынке природного газа США в 2008–2011 годах, когда после наращивания добычи сланцевого газа цены на природный газ упали с 270 до 80 долларов за тысячу кубометров, и повторяется в настоящее время на мировом рынке нефти.

К числу наиболее важных технологических направлений, развитие которых может привести к увеличению конкуренции на традиционных и потенциальных рынках сбыта энергоносителей, относятся разработка нетрадиционных углеводородов, развитие возобновляемой и распределенной энергетики, повышение энергоэффективности и новые технологии в энергопотреблении.

Так, развитие технологий разработки метангидратов, мировые запасы которых составляют по разным оценкам от 2,5 до 20 квадриллионов куб. м, может привести к перераспределению мировых потоков сырья и появлению новых источников газа в непосредственной близости от рынков сбыта (США, Канада, страны АТР), что соответствующим образом может повлиять на долю традиционных экспортеров газа.

Повышение энергоэффективности и развитие возобновляемой энергетики рассматривается в качестве приоритетов в энергетических стратегиях практически всех развитых стран. Так, Энергетическая стратегия Европейского союза предполагает увеличение доли возобновляемой энергетики в структуре энергопотребления как минимум на 27 % по сравнению с 1990 годом, одновременно с сокращением выбросов парниковых газов на 40 % и повышением энергоэффективности на 30 %. В Германии к 2050 году прогнозная доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в потреблении энергоресурсов планируется на уровне 60 %, доля ВИЭ в структуре генерации электроэнергии – 80 %. В Китае целевая доля ВИЭ в генерации электроэнергии – 20 % к 2030 году, в США аналогичный целевой показатель – 20 % к 2020 году.

Тенденция к повышению энергоэффективности и ужесточению экологических требований будет способствовать развитию прорывных технологий в потреблении энергии, таких как строительство домов с нулевым потреблением энергии, «умные» дома, а также новые виды топлива для транспорта. Прогнозы показывают, что при увеличении доли продаж гибридных и электромобилей до 80 % от общих мировых продаж легковых и малых коммерческих автомобилей сокращение спроса на нефть может составить до 25 %, при этом потребуется увеличить мощности генерации всего лишь на 8%. Электрификация автопарка является одним из приоритетов в США. Япония делает ставку на водородную энергетику, поставив цели по наращиванию количества водородных заправочных станций до 160 (в 4 раза) путем софинансирования их строительства и стимулирования потребления (субсидий покупателям водородных автомобилей).

В этих условиях в зависимости от темпов и степени развития прорывных технологий в мире в перспективе до 2035 года можно выделить два варианта развития мировой энергетики: «эволюционный» и «прорывной».

В эволюционном варианте ключевую роль в мировом энергетическом балансе продолжит играть углеводородная энергетика, уровень потребления углеводородного сырья и продуктов его переработки будет оставаться стабильно высоким, по крайней мере до 2040 года. В этих условиях

наибольшее влияние на конъюнктуру мировых энергетических рынков со стороны предложения окажет дальнейшее развитие технологий добычи нетрадиционных углеводородов, а со стороны спроса – повышение энергоэффективности, прежде всего в направлении дальнейшего совершенствования двигателей внутреннего сгорания. Указанные факторы в совокупности с темпами роста мировой экономики будут определять прогнозную динамику цен на углеводороды.

Снижение мировых цен на углеводороды обусловит приостановку наиболее дорогостоящих нефтегазовых проектов, что в перспективе сократит предложение сырья. При этом низкие цены на углеводороды приведут к нерентабельности проектов, направленных на энергосбережение и внедрение альтернативных источников энергии. И наоборот, рост мировых цен приведет к активизации инвестиций в нефтегазовый сектор, в том числе направленных на разработку нетрадиционных источников углеводородного сырья, а также в энергосбережение и развитие альтернативной (неуглеводородной) энергетики. Таким образом, мировой нефтегазовый рынок будет находиться в постоянном поиске равновесного состояния, что обусловит высокую волатильность цен на углеводороды.

В этих условиях критически важным для России становится развитие собственных компетенций в технологиях добычи и переработки углеводородов в целях снижения издержек производства и обеспечения конкурентоспособности. В зоне риска оказывается разработка нетрадиционных запасов нефти с себестоимостью свыше 80 долларов за баррель (отдельные месторождения тяжелой нефти, баженовской свиты в зависимости от геологических условий, а также будущие проекты освоения арктического шельфа).

В случае реализации **прорывного варианта** развития мировой энергетики Россия может столкнуться с долгосрочным падением цен и объемов спроса на углеводороды. К таким последствиям приведет масштабное замещение традиционных углеводородов альтернативными энергоресурсами и возобновляемыми источниками энергии, повышение энергоэффективности в странах импортерах углеводородов, а также увеличение доли гибридных и электромобилей в автопарке. Каждое из этих изменений в отдельности и все они в совокупности приведут к сокращению объемов потребления традиционных углеводородных энергоресурсов.

В случае реализации прорывного варианта для сохранения конкурентоспособности российского ТЭК потребуются ускоренное освоение совокупности перспективных групп технологий, таких как ВИЭ, водородная энергетика, накопители энергии и интеллектуальные сети и др. 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.

Независимо от реализации эволюционного или прорывного варианта 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 своевременного реагирования на мировые технологические вызовы необходим мониторинг ряда ключевых индикаторов развития прорывных технологий в мире.

Таблица 1 – Прорывные технологии и показатели для мониторинга

Прорывные технологии	Вызовы	Мониторинг показателей
Технологии добычи и транспорта углеводородов: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Добыча метангидратов; ▪ Разработка запасов углеводородов нефтематеринских пород; ▪ Производство жидких моторных топлив из природного газа. 	Перераспределение мировых потоков сырья, глобализации сырьевого рынка	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Результаты пилотных и опытных испытаний технологий добычи метангидратов в Японии и США; ▪ Себестоимость добычи нетрадиционных запасов углеводородов.
Новая энергетика: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Возобновляемые источники энергии, распределенная генерация; ▪ Интеллектуальные сети; ▪ Накопители энергии. 	Повышение энергетической независимости Европы, Китая и других потребителей	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Стоимость солнечных панелей и ветрогенераторов; ▪ Доля распределенной генерации и рынка технологий Smart Grid; ▪ Стоимость накопителей энергии.
Новые технологии в потреблении энергии: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Гибридные и электромобили, включая автомобили на водородном топливе; ▪ Роботизированные автомобили без водителя; ▪ Энергоэффективные технологии: дом с нулевым потреблением энергии, «умный дом». 	Снижение потребления углеводородов, электрификация потребления	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Стоимость аккумуляторных батарей электромобилей и водородных топливных элементов; ▪ Возможный пробег электромобилей без подзарядки; ▪ Доля водородных и электромобилей в мировом автопарке; ▪ Уровень энергоэффективности жилого сектора и промышленности в мире; ▪ Доля домов с нулевым потреблением энергии.