

Энергетическая стратегия России на период до 2035 года

1	ВВЕДЕНИЕ	3
2	Новые условия развития энергетики России	9
	2.1 Внутренние проблемы и возможности, спрос на топливо и энергию	9
	2.2 Внешние вызовы и возможности, спрос на российские энергоресурсы	13
3	Цели, этапы и стратегические инициативы Стратегии	17
	3.1 Цель, задачи Стратегии и их индикаторы	17
	3.2 Этапы реализации Стратегии	20
	3.3 Стратегические инициативы	22
4	Направления и меры государственной энергетической политики	26
	4.1 Государственное регулирование внутренних энергетических рынков	27
	4.2 Налоговая и таможенная политика в энергетике	28
	4.3 Ценовая политика в энергетике	30
	4.4 Политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности	32
	4.5 Научно-техническая политика в энергетике	34
	4.6 Политика в недропользовании	38
	4.7 Региональная энергетическая политика	39
	4.8 Экологическая и климатическая политика в энергетике	42
	4.9 Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетическом секторе	43
	4.10 Внешняя энергетическая политика	48
5	Перспективы развития ТЭК и его отраслей	50
	5.1 Рациональный топливно-энергетический баланс	51
	5.2 Развитие сырьевой базы ТЭК	53
	5.3 Нефтяная отрасль	54
	5.4 Газовая отрасль	58
	5.5 Угольная промышленность	62
	5.6 Сектор преобразования энергии – электроэнергетика и централизованное теплоснабжение	65
	5.7 Атомная энергетика и ядерный топливный цикл	69
	5.8 Нетрадиционные возобновляемые источники энергии	72
	5.9 Взаимовлияние развития ТЭК и отраслей промышленности	74
6	Ожидаемые результаты, риски и система реализации Стратегии	77
	6.1 Ожидаемые результаты реализации Стратегии	77
	6.2 Основные риски реализации Стратегии	79
	6.3 Система реализации Стратегии	81
	Определения	83
	Список используемых обозначений и сокращений	85
	Приложение А	86

Ход реализации действующей Энергетической стратегии на период до 2030 года.....	86
<i>А.1 Реализация прогнозных показателей первого этапа ЭС-2030.....</i>	<i>86</i>
<i>А.2 Текущие результаты реализации ЭС-2030</i>	<i>89</i>
Приложение Б	116
Прогнозные показатели динамики внутреннего и внешнего спроса на энергетические ресурсы	116
<i>Б.1 Прогнозные показатели динамики внутреннего спроса на энергетические ресурсы на период до 2035 года.....</i>	<i>116</i>
<i>Б.2 Прогнозные показатели динамики экспорта российских энергоресурсов на период до 2035 года.....</i>	<i>117</i>
Приложение В.....	118
Индикаторы достижения целевых установок Стратегии	118
<i>В.1 Целевые индикаторы рационального потребления топлива и энергии</i>	<i>118</i>
<i>В.2 Целевые индикаторы стимулирования экономики и повышения качества жизни населения</i>	<i>119</i>
<i>В.3 Целевые индикаторы внешнеэкономической деятельности.....</i>	<i>120</i>
<i>В.4 Целевые индикаторы обеспечения экологически безопасного развития энергетики ..</i>	<i>120</i>
<i>В.5 Целевые индикаторы обеспечения надежного функционирования топливно-энергетического комплекса</i>	<i>121</i>
Приложение Г	122
Приоритетные энергетические технологии	122
<i>Г.1 Воспроизводство ресурсной базы энергетики</i>	<i>125</i>
<i>Г.2 Добыча ископаемых топлив.....</i>	<i>126</i>
<i>Г.3 Переработка ископаемых топлив</i>	<i>128</i>
<i>Г.4 Производство электрической и тепловой энергии на базе органических топлив</i>	<i>130</i>
<i>Г.5 Безопасная атомная энергетика.....</i>	<i>135</i>
<i>Г.6 Использование возобновляемых источников энергии</i>	<i>136</i>
<i>Г.7. Эффективные энергетические системы будущего.....</i>	<i>139</i>
<i>Г.8 Эффективное потребление энергии</i>	<i>141</i>
Приложение Д.....	144
Основные параметры рационального топливно-энергетического баланса	144
Приложение Е.....	148
Перспективы и ожидаемые результаты развития сырьевой базы ТЭК.....	148
Приложение Ж.....	154
Перспективы и ожидаемые результаты развития нефтяной отрасли.....	154
Приложение И.....	169
Перспективы и ожидаемые результаты развития газовой отрасли	169
Приложение К.....	185
Перспективы и ожидаемые результаты развития угольной промышленности.....	185
Приложение Л.....	195
Перспективы и ожидаемые результаты развития сектора преобразования энергии - электроэнергетики и централизованного теплоснабжения.....	195
Приложение М.....	221
Перспективы и ожидаемые результаты развития атомной энергетики и ядерного топливного цикла	221
Приложение Н.....	227
Перспективы и ожидаемые результаты развития НВИЭ	227
Приложение П.....	236
Сводный план («ДОРОЖНАЯ КАРТА») мероприятий государственной энергетической политики первого этапа реализации Стратегии	236

1 ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (далее – Стратегия, ЭС-2035) разработана в соответствии с Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года №1715-р и Поручением Правительства Российской Федерации от 18 июля 2013 года № АД-П9-5120. Согласно Федеральному закону Российской Федерации № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» (статьи 11, 19), Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года является межотраслевым документом стратегического планирования энергетического сектора страны и содержит:

- оценку состояния топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и сферы энергообеспечения потребителей, в том числе результаты и выводы мониторинга реализации предыдущей Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030);
- новые внутренние и внешние вызовы для энергетического сектора страны;
- возможности и приоритетные направления эффективного использования энергетического потенциала России для обеспечения устойчивого развития экономики страны;
- цели, задачи, стратегические инициативы и индикативные показатели развития ТЭК в увязке с прогнозными вариантами социально-экономического развития страны;
- способы и механизмы их реализации, сроки, этапы и ожидаемые результаты предлагаемых мер на среднесрочный период.

Базой для разработки Стратегии являются материалы Министерства экономического развития Российской Федерации по вариантам прогноза социально-экономического развития России на период до 2030 года, а также собственные аналитические материалы и прогнозы исследовательских центров и компаний ТЭК. Продление прогнозного периода до 2035 года выполнено в соответствии с поручением Правительства Российской Федерации (протокол от 30.10.2013 № 38).

Действующая Энергетическая стратегия России на период до 2030 года была принята в разгар экономического кризиса в 2009 году. Ежегодный мониторинг хода её реализации показал, что количественные параметры энергетического сектора во многом оказались в пределах предусмотренного в ЭС-2030 коридора. Но качественные показатели работы отраслей ТЭК улучшались недостаточно быстро.

Так, производство и добыча первичных ТЭР в основном соответствует прогнозным целевым показателям первого этапа ЭС-2030, потребление – отстает от них, экспорт - превышает. Принятые меры по стимулированию добычи (налоговые льготы при освоении новых и трудно извлекаемых ресурсов) и переработки нефти (упорядочивание пошлин на экспорт нефти и нефтепродуктов) обеспечили опережающее развитие нефтяной отрасли.

В нефтяной промышленности целевым показателям первого этапа ЭС-2030 соответствует уровень добычи нефти и потребления сырой нефти, доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в общем объеме ее добычи, доля АТР в экспорте нефти и нефтепродуктов; отстают от целевых показателей – экспорт сырой нефти (при устойчивом росте экспорта нефтепродуктов), а также качественные параметры работы нефтепереработки (выход светлых нефтепродуктов, глубина переработки нефти). Торможение реформ в газовой отрасли замедлило рост внутреннего потребления и добычи газа. В газовой промышленности целевым показателям первого этапа ЭС-2030 соответствует достигнутый объем экспорта СПГ, доля независимых производителей газа и ВИНК в добыче газа, доля новых районов в суммарных объемах добычи газа, доля стран АТР в структуре экспорта газа; отстают от целевого уровня – добыча, потребление и экспорт газа. В угольной промышленности целевым показателям первого этапа ЭС-2030 соответствует добыча и экспорт угля; отстает – потребление угля; доля восточных регионов страны в общем объеме его добычи. В электроэнергетике целевому уровню соответствует производство и потребление электроэнергии, доля нетопливных источников энергии в структуре ее производства, потери в электрических сетях; отстают – темпы снижения доли газа в структуре топливообеспечения электростанций, рост КПД электростанций, повышение вероятности бездефицитной работы энергосистем России.

В области обеспечения энергетической безопасности страны, по росту душевого энергопотребления и душевого электропотребления наблюдается отставание от прогнозных показателей первого этапа ЭС-2030, по росту душевого потребления моторного топлива – их превышение. Недостаточно быстро происходит снижение уровня износа основных фондов; надежность электроснабжения обеспечивается наличием сверхнормативного уровня фактически сложившегося резерва (почти 24% вместо 17%) в определенной степени за счет возрастных изношенных мощностей электростанций. Отставание от целей первого этапа ЭС-2030 наблюдается и в области повышения энергетической эффективности экономики: потенциал структурных сдвигов в отношении снижения энергоемкости в основном исчерпан, а технологическое сбережение пока существенно отстает от намеченных ориентиров. В области экономической (бюджетной) эффективности энергетики важно отметить, что зависимость экономики России от ТЭК увеличилась: доля ТЭК в инвестициях в основной капитал составляет около 40%, в структуре доходов федерального бюджета – более 50%, в российском экспорте (в стоимостном выражении) – около 70%. В области обеспечения экологической безопасности энергетики уровень выбросов парниковых газов в результате сжигания ископаемого топлива соответствует индикаторам первого этапа ЭС-2030, уровень утилизации ПНГ – отстает от них.

В последние годы активно реализовывались государственные стратегические инициативы, но ряд задач не был выполнен в полном объеме. В частности, в восточных регионах по-прежнему сохраняются проблемы, связанные с недостаточным развитием производственной, транспортной, социальной инфраструктуры, а также развитием нефтегазохимических производств. Освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий России сдерживается недостаточным развитием собственной научно-технической базы. Сохранились проблемы, связанные с развитием, модернизацией и территориальной диверсификацией внутренней энергетической инфраструктуры страны. Крайне низкой остается доля ВИЭ в общем объеме энергопотребления.

Мероприятия Сводного плана, хотя в целом и соответствовали задачам и приоритетам ЭС-2030, не были реализованы в полном объеме. В области недропользования и управления государственным фондом недр, в частности, не предпринято достаточно мер, направленных на создание благоприятных условий для перехода к рентной системе налогообложения, а также мер по формированию российских независимых инжиниринговых (сервисных) компаний. В области развития внутренних энергетических рынков не в полной мере обеспечен равный доступ к газотранспортной инфраструктуре; не создана нормативно-правовая база, позволяющая интегрировать механизмы ценообразования на бирже в систему ценообразования на энергоносители в целом. В области формирования рационального топливно-энергетического баланса не было обеспечено внедрение экономического механизма эффективной межтопливной конкуренции с ростом соотношения внутренних цен на газ и уголь (в условном исчислении) до 1,8 - 2,2. В области региональной энергетической политики не принято достаточно мер по повышению качества региональных программ в области энергосбережения, в том числе по обеспечению согласованности их с федеральными стратегическими документами развития энергетики и между собой; не в полной мере реализованы мероприятия по повышению инвестиционной привлекательности теплоснабжения, его эффективности, по стимулированию развития регионального малого и среднего бизнеса в сфере энергетических услуг. В области инновационной и научно-технической политики в энергетике не создана система технологического прогнозирования в энергетике; не в полной мере реализованы механизмы, направленные на создание системы экономических стимулов для внедрения инноваций в ТЭК. В области социальной политики в энергетике не в полной мере реализованы мероприятия, направленные на снижение доли затрат на энергию в расходах домохозяйств; не была восстановлена единая система подготовки кадров для ТЭК на основе развития частно-государственного партнерства. В области внешней энергетической политики предпринятые меры, направ-

ленные на снижение рисков транзита российских энергоносителей на экспортные рынки, оказались недостаточно эффективными; не в полной мере реализованы мероприятия, направленные на увеличение доли стран АТР в экспорте российских энергоресурсов.

Сводные результаты мониторинга реализации ЭС-2030 даны в Приложении А.

Многие из этих недостатков обусловлены медленным выходом страны из глобального кризиса 2008-2009 годов, замедлением роста (при снижении инвестиционной активности и ухудшении финансового положения) российской экономики и ТЭК. Существенными оказались и внешние вызовы для России, связанные с изменениями на мировом энергетическом рынке, в том числе, вследствие геополитических тенденций, стремления ряда стран-импортеров к собственному энергообеспечению, а также негативного для российского энергетического сектора изменения конъюнктуры мировых рынков из-за появления новых поставщиков энергоресурсов в условиях замедления роста спроса на энергию и резкого снижения мировых цен на топливо. На фоне обострения геополитической обстановки с введением секторальных санкций и последующих действий США и ЕС, требуется адекватный ответ на эти новые серьезные вызовы с мобилизацией объективных возможностей и преимуществ энергетического сектора России для обеспечения устойчивого геополитического и социально-экономического развития страны.

Приоритетом новой Стратегии является поэтапная трансформация топливно-энергетического комплекса из сырьевого экспортно-ориентированного «донора» российской экономики в современную высокотехнологичную и эффективную инфраструктуру, обеспечивающую как количественный, так и качественный экономический рост.

В соответствии с этим приоритетом, Стратегия предполагает переход отечественной экономики к новой модели развития, ориентированной на полное и эффективное использование отечественного ресурсного и инновационного потенциалов за счёт формирования длинных технологических цепочек с их насыщением инновационными технологиями. Ресурсно-инновационное развитие создаст мультипликаторы экономического роста благодаря распространению инноваций внутри страны, модернизации используемых технологий и реструктуризации добывающих и перерабатывающих производств, ориентированных на конечного потребителя. Такая модель развития экономики станет результатом синергетического взаимодействия институциональной среды, инфраструктуры и инноваций. Ключевую роль в этом процессе должен сыграть именно топливно-энергетический комплекс, который будет стимулировать внутренний спрос на топливно-энергетические ресурсы, в том числе за счет:

- обеспечения доступного для основных категорий потребителей уровня цен на ТЭР, сдерживания их роста при условии обеспечения достаточного уровня рентабельно-

сти организаций энергетического сектора и приемлемого качества энергетических товаров и услуг;

- увеличения заказов со стороны энергетического сектора на инновационную продукцию отечественных производителей, что стимулирует развитие российской промышленности и замещение импортных технологий и оборудования отечественными аналогами, позволяет модернизировать и существенно повысить технологический уровень предприятий энергетического комплекса, увеличить их экономическую и экологическую эффективность, освоить производство новых видов энергетических товаров;

- формирования новой и расширения существующей инфраструктуры, обеспечивающей надежное энергоснабжение потребителей, рациональный внутренний спрос на топливо и энергию со стороны населения и отраслей национального хозяйства, экономически оправданные объёмы и направления внешнеэкономической деятельности (экспорт энергоресурсов и продуктов их глубокой переработки, энергетических технологий и услуг) с учётом политических интересов страны, а также диверсификацию экономики, рост технологического уровня, минимизацию инфраструктурных ограничений. Системное объединение топливных и возобновляемых источников централизованного и децентрализованного энергоснабжения в рамках многоукладной энергетики, развитие внутренних трубопроводных коммуникаций и линий электропередач будут способствовать интеграции регионов страны и улучшению условий для их комплексного развития благодаря формированию территориально-производственных кластеров;

- опережающего развития секторов переработки энергоресурсов и преобразования энергии (прежде всего – электроэнергетики и нефтегазохимии), обеспечивающих ускоренную электрификацию территорий, повышение добавленной стоимости, создаваемой в ТЭК и смежных отраслях, насыщение внутреннего рынка высококачественными продуктами переработки углеводородов.

В новых условиях основные тенденции развития ТЭК смещаются с наращивания объёмов экспортной выручки на стимулирование платёжеспособного внутреннего спроса, с увеличения валовой добычи топлива на углубление его переработки с повышением разнообразия и качества выпускаемых продуктов, с амбициозных крупных и дорогостоящих проектов на эффективные проекты в энергетической сфере, ориентированные на использование преимущественно отечественных материалов, оборудования и специалистов.

При формировании Стратегии были качественно и количественно проанализированы обозначенные новые условия и вызовы для развития ТЭК, выполнена оптимизация альтернативных вариантов решений в видении будущего энергетического сектора с оценкой его роли в экономике страны и определением соответствующих этому целевых ориен-

тиров Стратегии и необходимых мер государственной энергетической политики, включая совершенствование системы налогообложения, тарифообразования и регулирования внутренних энергетических рынков.

Цель Стратегии – содействие динамичному социально-экономическому развитию страны через эффективное развитие энергетического сектора Российской Федерации и его трансформацию в меняющихся внутренних и внешних условиях. Она конкретизирована в виде **задач Стратегии**, для которых определены количественные индикаторы по обеспечению рационального внутреннего спроса, экспорта и производства энергоресурсов, стимулированию развития смежных отраслей, повышению энергетической эффективности экономики, повышению качества жизни населения, охране здоровья людей и окружающей среды, эффективному противодействию внешним и внутренним угрозам энергетическому сектору России.

Задачи Стратегии реализуются в два последовательных **этапа**. Первый – «антикризисный» этап (до 2020-2022 годов) – нацелен, прежде всего, на преодоление и снижение негативного влияния кризисных явлений в экономике и энергетике страны, создание необходимых экономических, технологических и инфраструктурных условий для обеспечения в дальнейшем ускоренного продвижения по всем составляющим государственной энергетической политики. Второй этап – этап устойчивого развития ТЭК (до 2035 года) – предполагает полномасштабную реализацию мер, направленных на формирование оптимальных конфигураций внутренних энергетических рынков, совершенствование системы цено- и тарифообразования на энергоресурсы, развитие энергетической инфраструктуры и перерабатывающих производств, повышение технологического уровня всего энергетического сектора за счет интенсивного освоения и внедрения инновационных технологий, что в совокупности позволит в полном объеме решить задачи Стратегии, достичь поставленной цели Стратегии, реализовать приоритет Стратегии и обеспечить выход на качественно новую траекторию развития энергетики и экономики страны.

В соответствии с приоритетом, целью и задачами Стратегии, определены пять **стратегических инициатив** российской энергетики, дающих мощный импульс развитию экономики страны, но требующих для своей реализации создания сбалансированных институциональных условий развития энергетического сектора в целях обеспечения притока и рационального использования инвестиций из внутренних и внешних источников.

Основное содержание Стратегии составляют выдвинутые в ней *цели, задачи и меры по совершенствованию институциональной системы энергетического сектора России*, включая комплекс мероприятий в области государственного регулирования рынков, налогообложения и ценообразования, стимулирования энергосбережения и повыше-

ния энергетической эффективности экономики, научно-технической политики и недропользования, региональной, экологической, социальной и внешней энергетической политики. Реализация этих мер создаст условия для поэтапного приближения к мировым пропорциям между внутренними ценами энергоносителей (при сохранении их более низкого уровня по сравнению с развитыми странами), для гармонизации на общих принципах системы налогообложения в отраслях ТЭК, а также для оптимизации роли государства и повышения конкуренции на внутренних энергетических рынках с развитием среднего и малого бизнеса в энергетике.

Главным результатом реализации Стратегии станет *эффективное использование энергетического потенциала России* (природного, производственного и финансово-экономического) при умеренном росте его количественных показателей и существенном качественном улучшении технологической, производственной и территориальной структуры на базе совершенствования институциональных условий хозяйственной деятельности для максимального содействия восстановлению и последующему ускорению роста экономики и для противодействия внешнеэкономическим рискам и геополитическим угрозам устойчивому развитию страны в первой трети XXI века.

2 Новые условия развития энергетики России

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.

2.1 Внутренние проблемы и возможности, спрос на топливо и энергию

В российской экономике и энергетике появились новые проблемы:

- стагнация и спад российской экономики, обусловившие почти полное прекращение роста внутреннего спроса на топливо и энергию, снижение инвестиционной активности в экономике и ТЭК;
- сокращение инвестиционных программ компаний ТЭК и, как следствие, снижение прогнозируемых темпов их развития, что вызвано неблагоприятной макроэкономической ситуацией в сочетании с новыми мерами сдерживания цен и тарифов на топливо и энергию;
- введение санкций в отношении энергетического сектора России, что грозит замедлить реализацию ряда крупных проектов в ТЭК, отсрочить обновление его инфраструктуры и производственных фондов, замедлить темпы сокращения технологического отставания от ведущих игроков мирового энергетического рынка в потреблении и произ-

водстве энергоресурсов в условиях ограничения доступа к ключевым технологиям, оборудованию, и, потенциально, рынкам сбыта;

- ухудшение ресурсной базы топливных отраслей по мере истощения действующих месторождений, снижение размеров и качества новых открытий; это требует освоения все более сложных и удаленных провинций, что сдерживается недостаточным развитием передовых технологий и сервисных услуг из-за слабых стимулов для инноваций и недостаточной конкуренции;

- физически и морально устаревшая инфраструктура в энергетике, низкая экономическая и энергетическая эффективность;

- понижение уровня подготовки и квалификации инженерного и эксплуатационного персонала энергетических предприятий, что особенно важно в связи с необходимостью разработки и освоения инновационных технологий в отраслях ТЭК;

- сохранение высокой нагрузки энергетики на окружающую среду вследствие недостаточно активного использования возобновляемых энергоресурсов и «чистых» технологий.

Помимо объективных внутренних средне- и долгосрочных проблем сохранились такие недостатки государственной энергетической политики и системы регулирования, как:

- несбалансированность налогового, таможенного и тарифного регулирования в нефтегазовом комплексе;

- незавершенность формирования устойчивой модели функционирования энергетических рынков, особенно рынков природного газа и электроэнергии;

- недостаточно высокая инвестиционная привлекательность ряда отраслей ТЭК в связи с низкими ценами внутреннего рынка, нестабильностью регулирования, ухудшением конкурентной среды;

- отсутствие целостной стратегии управления государственными активами в энергетическом секторе.

Вместе с тем, энергетический сектор России располагает следующими возможностями преодоления этих вызовов и угроз:

- наличие крупнейшей ресурсной базы, способной обеспечить нужды страны и рациональный экспорт топлива, по меньшей мере, до середины XXI века;

- потенциал энергосбережения, превышающий третью часть текущего энергопотребления;

- возможности значительного повышения эффективности энергетических проектов при существенном снижении затрат на их реализацию;

- наличие инфраструктурных коммуникаций как внутри страны, так и в экспортных направлениях, обеспечивающих необходимый маневр в структуре и направлениях энергетических потоков по территории страны и смежных регионов;
- сохранившиеся технологические и кадровые возможности восстановления самодостаточного производственного развития энергетического сектора;
- возможности увеличения и диверсификации энергетического экспорта, в первую очередь за счет азиатского рынка.

С учетом этих вызовов и возможностей сформированы два сценария развития ТЭК страны, включая перспективы внутреннего спроса на топливо и энергию. В основу сценариев приняты подготовленные Министерством экономического развития Российской Федерации предварительные прогнозы макроэкономических параметров развития Российской Федерации на период до 2030 года (письмо от 10.06.2015 № 15339-АВДОЗи). В них учтены принятые в 2014 году санкции США и ЕС против банковского и энергетического секторов России, а также снижение среднегодовых цен нефти «Urals» до 55 долл./барр. в 2015 году с возвращением их в течении пяти лет к 80 долл./барр. и медленным ростом к 2030 году до 95-100 долл./барр.

Для формирования сценариев Стратегии базовый прогноз Минэкономразвития России был детализирован в отраслевом разрезе до состава показателей, необходимых 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 качестве базового выбран 2014 год.

Сформированный консервативный сценарий Стратегии соответствует базовому прогнозу Минэкономразвития России и отвечает сложившимся трендам, отраслевым и региональным пропорциям развития российской экономики с умеренным ростом – в 1,5 раза в 2015-2035 годах или в среднем за период на 1,9 % ежегодно. По этому сценарию рост российской экономики отстает от мировой динамики, и Россия переходит с шестого на седьмое место в мире по объемам ВВП к 2035 году.

В отличие от консервативного, *целевой* сценарий Стратегии предусматривает максимальное использование многообразного потенциала энергетического сектора для ускорения роста экономики и благосостояния населения России. Разработанный в Стратегии комплекс мер государственной энергетической политики (институциональные, ценовые и налоговые меры, научно-технические приоритеты и производственные программы) позволяет задействовать следующие факторы ускорения экономического роста страны:

1) Повышение экономической эффективности российского ТЭК путём: создания более гибкой и благоприятной налоговой среды при резком ужесточении контроля за расходами производителей ТЭР; роста степени использования всех компонентов добываемого сырья и особенно глубины его переработки при существенном росте добавленной стоимости; оптимального развития энерго-транспортной инфраструктуры.

2) Повышение энергетической эффективности экономики благодаря увеличению размеров технологического и организационного энергосбережения с соответствующей экономией затрат потребителей, включая рост на базе инновационных технологий энергетической эффективности преобразования (в электроэнергию и тепло) и конечного использования потребителями всех видов ТЭР при умеренном росте цен на энергоносители.

3) Дополнительное развитие электроэнергетики на базе нетранспортабельных углей и гидроресурсов для освоения металлургического сырья, нерудных ископаемых, лесных и других природных ресурсов Дальнего Востока и Восточной Сибири с организацией преимущественно на отечественном оборудовании крупномасштабного производства и экспорта электроёмких материалов и изделий высоких уровней передела.

4) Дополнительный мультипликативный макроэкономический эффект от увеличения инвестиций ТЭК в экономику России и интенсификации импортозамещения.

Синергия указанных мер в сочетании с более оптимистичным прогнозом мировых цен на топливо (выше на 10-15%, чем в консервативном сценарии) позволят в целевом сценарии Стратегии увеличить ВВП страны в 2015-2035 годах в 1,9 раза при среднегодовых темпах роста 3,1 % с достижением в последнем десятилетии прогнозного периода ежегодного роста экономики на 4 % и возможностью выхода России на пятое место в мире по объему ВВП к 2035 году.

Повышение эффективности экономики и ее модернизация во всех звеньях от государственного управления и крупного бизнеса до муниципалитетов и малого бизнеса потребует увеличения в целевом сценарии нормы накопления в 2015-2035 годах с 21 % до 24–29 % ВВП за счет улучшения инвестиционного климата не только для иностранных и крупных национальных компаний, но и для всех экономических агентов. При уменьшении доли инвестиционной нагрузки ТЭК на экономику, увеличатся доли инвестиций в науку и образование, жилищное и инфраструктурное строительство и все отрасли, связанные с развитием человека и человеческого капитала.

Внутренний спрос на энергоресурсы определяется ожидаемой динамикой экономики, изменениями её структуры и удельной энергоёмкости. В целевом сценарии доля в ВВП обрабатывающих отраслей (машиностроение, легкая, пищевая промышленность и

др.) в 2015-2035 годах увеличится с 13 до 15-16% при соответствующем сокращении доли энергоёмких сырьевых производств.

Наряду с изменениями структуры экономики предусматривается интенсивная реализация организационных и технологических мер по экономии топлива и энергии, то есть проведение целенаправленной энергосберегающей политики. В результате в 2015-2035 годах в 1,6 раза уменьшится энергоёмкость российской экономики и, несмотря на углубление электрификации транспорта, промышленности и быта, электроёмкость ВВП снизится в 1,4 раза. Поэтому при почти двойном росте ВВП потребление первичной энергии увеличится только на 19 %, а спрос на электроэнергию – на 36% (вследствие углубления электрификации страны на базе прорывных технологий). При этом модернизация энергетики с использованием новых технологий замедлит рост расхода первичной энергии электростанциями и котельными, на которые будет приходиться половина общего энергопотребления страны. Следующий по объёму сектор потребления – транспорт – увеличит на 21% расход моторного топлива. В коммунальном секторе потребление первичной энергии увеличится на 17%, в производственном секторе – на 12%.

Наиболее динамичный рост потребления первичной энергии ожидается в Дальневосточном федеральном округе (в 1,6 раза), доля которого в территориальной структуре потребления первичной энергии страны увеличится на 1,5 процентных пункта. При этом в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах в 2015-2035 годах будет наблюдаться наиболее существенный среди всех федеральных округов прирост потребления газа (в 2,1-2,3 раза). Наибольший прирост потребления электроэнергии (в 1,5 раза) ожидается в Дальневосточном и Крымском федеральных округах.

При замедлении экономического роста тормозятся процессы энергосбережения, но и темпы роста энергопотребления также снижаются. Поэтому в консервативном сценарии потребление первичной энергии к 2035 году увеличится на 13%, потребление электроэнергии – на 24%.

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

2.2 Внешние вызовы и возможности, спрос на российские энергоресурсы

Россия является одним из лидеров мировой торговли энергоресурсами и экспортирует почти половину производимой первичной энергии. Вывоз топлива даёт более 70 % экспортной выручки и 18–19 % ВВП страны.

Особенности предстоящего периода развития мировых энергетических рынков связаны с их глубокой трансформацией, существенно меняющей внешние условия развития

российского ТЭК, объемы и структуру внешнего спроса. Нацеленность развитых стран на значительный рост энергоэффективности, на фоне замедления экономического роста и стабилизации численности населения, ведет к стагнации или невысоким темпам роста спроса на рынках традиционного присутствия России, в первую очередь – в Европейском Союзе.

Стремление большинства стран диверсифицировать структуру своей энергетики, развивать неуглеродные источники энергии и использовать местные, в том числе нетрадиционные, виды топлива, замедляют рост импорта углеводородов и сужают рыночные ниши для России. При этом и на стороне предложения происходят существенные изменения, связанные с появлением новых производителей энергоресурсов, включая освоение месторождений углеводородов в регионе Персидского залива, Бразилии, Австралии, Центральной Азии, а также значительный рост 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).

Это ведет к обострению конкуренции на всех ключевых для России экспортных рынках, в первую очередь – на европейском рынке газа, где будут происходить неблагоприятные для России процессы трансформации механизмов ценообразования. В силу падения собственной добычи Европа неизбежно будет увеличивать импорт ископаемого топлива, но приложит все усилия для снижения зависимости от поставок российских углеводородов. Вопреки этому, России важно сохранить свои позиции на европейском рынке топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Лишь страны АТР останутся растущим рынком сбыта нефти и природного газа, открывая новые возможности для развития российского ТЭК, что потребует больших инвестиций в развитие соответствующей энерготранспортной инфраструктуры.

Экспорт российской нефти в европейском направлении под давлением стагнации спроса и растущей конкуренции будет постепенно сокращаться и к 2035 году уменьшится (в зависимости от сценария) на 9-20 %. Спрос на быстрорастущем рынке АТР будет существенно превышать российские экспортные возможности, но к 2035 году экспорт нефти из Российской Федерации в этом направлении увеличится в 1,8-2,2 раза. Экспорт нефти в СНГ сократится на 12%.

Отдельные виды российских нефтепродуктов в прогнозном периоде оказываются на внешних рынках в условиях серьезной конкурентной борьбы. На сокращающемся европейском рынке многократно уменьшится потребность в российском мазуте, но по мере закрытия ряда европейских НПЗ, которые не выдерживают конкуренции с ближневосточ-

ными производителями, появятся небольшие дополнительные возможности для поставок бензина, дизельного топлива и керосина. Нефтяные рынки стран ближнего зарубежья претерпят большие изменения, в том числе при формировании Таможенного Союза, и в 2025–2035 годах их спрос на российские нефтепродукты существенно сократится.

На Азиатско-Тихоокеанском рынке нефтепродуктов российская рыночная ниша в рассматриваемый период останется незначительной. Потенциально ключевой для российских НПЗ китайский рынок уже к 2018–2020 годам сможет полностью обеспечить свои потребности в топливе и сырье для нефтехимии за счет собственных НПЗ. Кроме того, значительные свободные (учитывая снижающийся спрос на нефтепродукты в развитых странах Азии) перерабатывающие мощности на территории Японии и Южной Кореи сформируют дополнительную конкуренцию на рынках нефтепродуктов Азии.

Российские экспортные ниши на газовом рынке в Европе и СНГ будут жестко ограничиваться спросом, а также мерами стран-потребителей по снижению зависимости от российского газа. Даже при благоприятных условиях объемы российских поставок на европейский газовый рынок к 2035 году увеличатся в 1,1 раза, при этом существуют высокие риски пересмотра объемов поставок в сторону понижения в связи с геополитическими угрозами. Экспорт российского газа в страны СНГ сократится на 34-59%. На востоке высокий и быстрорастущий спрос на газ создает благоприятные предпосылки для наращивания поставок российского газа. Экспортные объемы по данному направлению могут увеличиться в 8-9 раз к 2035 году.

На европейском рынке угля к 2035 году экспортная ниша сужается из-за политики сокращения потребления этого вида топлива. Экспорт угля из Российской Федерации в страны СНГ к 2035 году сократится в 1,4-7 раз. Более благоприятная ситуация складывается на восточном направлении, с которым связаны основные перспективы наращивания экспорта российского угля. Однако на всех направлениях большое влияние на объемы российского экспорта угля будет оказывать его конкурентоспособность, которая сильно зависит от транспортных затрат.

Таким образом, по всем видам топлива экспортные ниши для России в странах СНГ сокращаются или полностью закрываются, в Европе – сокращаются либо стагнируют и только в Азии демонстрируют рост (за исключением нефтепродуктов).

Кроме того, изменения конъюнктуры энергетических рынков и действия его ключевых игроков вызвали высокую волатильность, а в отдельные периоды – и резкое снижение мировых цен на углеводороды. Но, тем не менее, высока вероятность (и это принято в сценариях Стратегии), что в период до 2035 года среднегодовые мировые цены на нефть увеличатся. На европейском и азиатском рынках газа, учитывая динамику нефтяных цен и

избыточное предложение газа, прогнозируется сначала снижение цен на газ, а затем их рост. На угольном рынке, несмотря на большую ресурсную базу угля, ввод добывающих мощностей сдерживается высокой капиталоемкостью проектов, экологическими ограничениями на разработку угля в ряде стран и удаленностью от потенциальных рынков сбыта, и это обуславливает прогнозы роста цен на уголь, причём более высокие цены ожидаются на азиатском рынке.

Будут усиливаться неблагоприятные для России процессы трансформации системы регулирования мировых энергетических рынков (условия контрактов, требования к условиям поставок, эволюция регулирования бирж, глобальная климатическая политика и др.).

Тем не менее, суммарный экспорт российских энергоресурсов в 2015-2035 годах в целевом сценарии увеличится на 20%, в консервативном сценарии – на 2%.

Вместе с тем, в последнее время нарастают принципиально новые геополитические риски развития энергетического сектора России, порождающие угрозы национальной безопасности страны, вплоть до угрозы введения ограничений на экспорт углеводородов в страны Европейского союза.

Таким образом, текущие позиции России на динамичных и остро конкурентных мировых энергетических рынках существенно отличаются от ситуации предшествующих лет. Долгосрочные внешние вызовы заключаются в следующем:

- рост конкуренции и трансформация мирового рынка (сланцевый газ и другие нетрадиционные углеводороды, СПГ, спотовый рынок газа, возобновляемая энергетика), что приводит к ухудшению рыночной позиции Российской Федерации;
- ограничение возможностей наращивания валютных поступлений от энергетического экспорта ввиду стагнации спроса и изменения регулирования и механизма ценообразования на основном для России европейском энергетическом рынке;
- смещение спроса из Европы в сторону развивающихся экономик (АТР, БРИКС), где присутствие России ограничено, что приводит к необходимости перестройки системы сбыта и инфраструктуры;
- высокая волатильность и периодическое снижение мировых цен на углеводороды, неопределенность их дальнейшей динамики.

Возникшие же при девальвации рубля конкурентные преимущества российских энергоресурсов нивелируются в течение нескольких лет за счет высокой стоимости капитала и ограничений доступа к внешним инвестициям и технологиям. Всё это требует радикального повышения гибкости экспортной политики, продуктовой и географической диверсификации поставок и, главное, существенного снижения издержек российских компаний.

Однако некоторые изменения на мировых энергетических рынках создают для России и новые возможности. В частности, рост энергопотребления в развивающихся странах Азии, в сочетании с достижением в них предельных уровней собственной добычи угля, может привести к значительному росту после 2025 года потребности этих стран в импорте энергоресурсов, в первую очередь - природного газа и, отчасти, угля, что создаст также дополнительное повышательное давление на цены. Кроме того, это может привести к переносу многих энергоёмких и материалоемких промышленных производства в другие страны, в том числе – в Россию, стимулируя ее экономический рост и дополнительный энергетический экспорт.

В Приложении Б приведены прогнозы российского экспорта топлива и электроэнергии по сценариям и этапам реализации Стратегии.

3 Цели, этапы и стратегические инициативы Стратегии

Необходимость адекватного ответа на внутренние и внешние вызовы формирует цель и задачи Стратегии и определяет меры государственной политики, необходимые для эффективного решения задач Стратегии.

3.1 Цель, задачи Стратегии и их индикаторы

Целью Стратегии является содействие динамичному социально-экономическому развитию страны через эффективное развитие энергетического сектора Российской Федерации и его трансформацию в меняющихся внутренних и внешних условиях.

Достижение цели Стратегии требует решения следующих задач Стратегии с достижением соответствующих целевых индикаторов (их значения по этапам Стратегии представлены в Приложении В):

Задача 1 – обеспечить платёжеспособный спрос на топливно-энергетические ресурсы на территории страны, существенно повысив энергетическую эффективность экономики с улучшением структуры энергоснабжения потребителей. Для этого в 2015-2035 годах необходимо:

- снизить энергоёмкость в 1,6 раза, электроёмкость ВВП – в 1,4 раза в основном благодаря совершенствованию структуры и технологическому обновлению экономики;
- уменьшить на 13 % удельные расходы топлива на выработку электроэнергии и на 21 % - удельные расходы газа на собственные нужды отрасли;
- качественно улучшить структуру энергопотребления, в том числе ускорить электрификацию страны, сохраняя на уровне около 70 % долю углеводородов в потребле-

нии первичной энергии при уменьшении с 16,6 до 15 % доли твёрдого топлива и росте с 13,6 до 15 % - доли возобновляемых энергоресурсов и атомной энергии;

Задача 2 – стимулировать развитие экономики и повышение качества жизни населения за счет институциональных, инфраструктурных и инвестиционных возможностей ТЭК. Для этого необходимо:

- стабилизировать энергетическую составляющую затрат в энергоёмких отраслях с учётом роста их энергоэффективности и сдерживать внутренние цены на электроэнергию на уровне индекс инфляции плюс 0,5-1%, на сетевой газ – индекс инфляции плюс 1,5-2% ;
- уменьшить с 8 до 6,5% долю платежей за энергию в доходах населения за счет повышения социальной эффективности энергопотребления, а также снять ограничения на подключение к энергетическим сетям при строительстве жилья;
- увеличить на 75% (с учётом импортозамещения) заказы смежным отраслям на оборудование и материалы для отраслей ТЭК;
- обеспечить долю валовой добавленной стоимости, производимой в ТЭК, в ВВП страны на уровне 19%;
- уменьшить долю экспорта топливно-энергетических ресурсов в общем стоимостном объеме экспорта России с 69 до 33%;
- обеспечить налоговыми поступлениями от предприятий ТЭК (при сохранении их безубыточности) не менее пятой части доходов консолидированного бюджета страны.

Задача 3 – сохранять лидерство в международных поставках топлива, осуществляя его экспорт в экономически оправданных размерах и направлениях с учётом геополитических интересов страны. Для этого необходимо:

- повысить конкурентоспособность компаний ТЭК на внешних рынках, обеспечив прирост объёмов экспорта первичной энергии на 20% и выручки от экспорта на 30% за счет повышения эффективности экспортных проектов и совершенствования налогового и таможенного регулирования;
- диверсифицировать продуктовую структуру экспорта (с увеличением до одной третьей доли газа) и направления поставок, с ростом доли азиатского региона с 15 до 39%.

Задача 4 – обеспечить экологически безопасное развитие энергетики при соблюдении нормативных требований к охране здоровья людей и окружающей среды. Для этого потребуется:

- удерживать объемы выбросов парниковых газов ниже 78 %¹ от уровня 1990 года;

¹ По методике учёта выбросов парниковых газов в Национальном кадастре России

- понизить удельные показатели загрязнения атмосферы и водоёмов и образования отходов предприятиями ТЭК в 2015-2035 годах на 50%;

Задача 5 – эффективно противодействовать внешним и внутренним угрозам развитию ТЭК страны за счет активной мобилизации ресурсного, технологического и трудового потенциала энергетического сектора. Для этого в 2015-2035 годах необходимо:

- обеспечить опережающую подготовку ресурсной базы топливных отраслей с приростом балансовых запасов топлива в объемах не менее годовой добычи;

- не допустить чрезмерных ущербов от санкций и угроз в отношении ТЭК России за счет уменьшения до 15–20 % доли импортного оборудования и материалов, используемых в энергетическом секторе;

- наращивать производство первичной энергии примерно в 3 раза, электроэнергии и природного газа – в 1,8-2,0 раза, а неуглеродных энергоресурсов – в 1,3 раза медленнее темпов роста ВВП страны, при удержании добычи нефти на современном уровне;

- повысить обеспеченность федеральных округов собственными энергоресурсами: Центрального – на 2 процентных пункта, Северо-Западного – на 5 процентных пунктов, Южного – на 20 процентных пунктов, Северо-Кавказского – на 26 процентных пунктов, Крымского – на 22 процентных пункта, Уральского – на 24 процентных пункта, Дальневосточного – на 15 процентных пунктов;

- провести глубокую модернизацию отраслей ТЭК и энергетической инфраструктуры со снижением не менее чем на четверть износа основных производственных фондов;

- стимулировать развитие прорывных технологий в сфере добычи (производства), транспортировки и использования топливно-энергетических ресурсов с повышением роли России на мировом рынке новых энергетических технологий при увеличении с 1 до 3% доли затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство в сфере ТЭК;

- организовать систему подготовки кадров для полного обеспечения текущих и перспективных потребностей энергетики страны при увеличении с 0,2 до 1% доли затрат на подготовку и обучение персонала в общем объеме затрат на технологические инновации в ТЭК.

Основным средством решения этих задач Стратегии служит создание эффективных форм и условий хозяйственной деятельности, которые позволят увеличить генерируемую в ТЭК и смежных отраслях добавленную стоимость и обеспечат приток капиталов для покрытия его инвестиционных потребностей. Вместе с тем, в случае реализации геополити-

ческих угроз на первом этапе Стратегии могут потребоваться специальные мобилизационные меры.

3.2 Этапы реализации Стратегии

Первый этап (до 2020–2022 годов) практически одинаков для обоих сценариев Стратегии. Главная его задача – преодолеть с наименьшими потерями кризисные и посткризисные явления в экономике и вызванное ими торможение развития энергетики. Средством решения этой задачи служит эффективное использование возникающих свободных энергетических мощностей и инфраструктуры, а также их развитие для максимального противодействия новым вызовам и угрозам, в том числе - объявленным санкциям. При этом необходимо осуществлять диверсификацию продуктовой и региональной структуры производства и потребления ТЭР в целях повышения устойчивости внутреннего энергоснабжения и экспортных поставок. Вторая задача первого этапа - сформировать институциональные основы и принять меры энергетической политики для обеспечения эффективного дальнейшего развития ТЭК.

Главной проблемой первого этапа, наряду с новыми геополитическими угрозами и рыночными рисками, остается недостаточно высокий уровень энергетической эффективности экономики при высокой затратности развития ТЭК. В этот период необходимо: подготовить масштабные работы по развитию и обновлению основных производственных фондов и инфраструктуры энергетического сектора, обеспечив замещение существенной доли импорта необходимого оборудования, материалов и услуг; выделить территории первоочередного развития энергетической инфраструктуры; принять меры к устранению негативных тенденций в развитии сырьевой базы энергетики; в основном завершить формирование базовых рыночных институтов, стабильной и эффективной нормативной правовой базы и системы государственного регулирования в энергетике. Кроме того, на первом этапе необходимо обеспечить реализацию малозатратных мероприятий технологического энергосбережения и компенсировать замедление роста энергетической эффективности экономики, связанное с уменьшением возможностей структурного энергосбережения.

На *втором этапе (до 2035 года)* решаются поставленные в Стратегии задачи повышения энергетической эффективности экономики, технологического уровня и экономической эффективности отраслей ТЭК и адаптации энергетического сектора к новым условиям на мировых энергетических рынках. При этом приоритеты, цель и задачи Стратегии, а также необходимые для их реализации основные меры энергетической политики одинаковы в консервативном и целевом сценариях Стратегии. Но сроки и успешность

осуществления предусмотренных Стратегией мероприятий оказывают существенное влияние на результаты развития экономики и энергетического сектора России.

В целевом сценарии, наряду с завершением технического перевооружения действующих производственных мощностей и устранением «узких мест» в энергетической инфраструктуре, ускоренное развитие получают инновационные энергетические проекты на полуострове Ямал и региональные топливно-энергетические комплексы и энергоёмкие производства в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, что существенно увеличит прямой и косвенный (через энергоёмкую продукцию) российский энергетический экспорт. Приоритеты сместятся от добычи и магистрального транспорта топлива к его глубокой переработке с использованием наукоёмких 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. Предусматривается углубление электрификации промышленности, транспорта и ЖКХ для повышения производительности труда в этих отраслях, обеспечения социальных условий и качества жизни населения страны. Это ускорит развитие электроэнергетики, включая атомную энергетику.

В консервативном сценарии, вследствие медленного роста внутреннего спроса и энергетического экспорта, с 2030 года практически прекратится наращивание производства энергоресурсов. Поэтому развитие ТЭК, определяемое целью и задачами Стратегии, пойдёт в основном по пути качественного совершенствования и повышения эффективности, но при существенном уменьшении вклада энергетического сектора в развитие экономики страны.

Вместе с тем, оба сценария предусматривают, что на первом этапе начнется, а на втором этапе продолжится, но уже полномасштабная, реализация мер, направленных на стимулирование роста внутреннего спроса на ТЭР опережающими (по сравнению с экспортом) темпами. В результате, на втором этапе прирост внутреннего потребления начнет превышать прирост экспорта ТЭР.

В обоих сценариях основным содержанием второго этапа Стратегии станет переход к энергетике нового поколения с опорой на высокоэффективное использование традиционных энергоресурсов и новых углеводородных и других источников энергии. Произойдет широкая интеграция в энергетику информационных технологий с формированием интеллектуальных энергоинформационных систем. Развитие российской энергетики будет обеспечено инвестиционным и инновационным фундаментом в виде новых технологий, оборудования и правил функционирования энергетических рынков. Повышение энергетиче-

ческой эффективности экономики на втором этапе будет осуществляться за счет средне- и высокочрезвычайных мероприятий технологического энергосбережения.

В то же время, в целевом сценарии предусматривается стимулирование качественно нового облика энергетики будущего, основанного на прорывных технологиях в сфере использования новых видов энергии гидро- и аэросферы, новых комбинированных энергоисточников, в том числе для прямого получения энергии из окружающей среды, новых средств добычи, переработки и комплексного использования природных энергетических и иных ресурсов, новых средств транспорта ТЭР и энергоёмкой продукции, развития энергоинформационных интеллектуальных систем когнитивного управления.

3.3 Стратегические инициативы

В соответствии с приоритетом, целью и задачами Стратегии, определены стратегические инициативы развития российской энергетики, которые представляют собой долгосрочные и масштабные межотраслевые программы государства с участием отечественного и зарубежного бизнеса, дающие сильный импульс развитию экономики страны и требующие для своей реализации, помимо обычных мер государственного регулирования, специальных мероприятий. Стратегические инициативы относятся к сферам потребления, преобразования, добычи и переработки энергетических ресурсов, охватывают производственные, технологические и институциональные аспекты развития энергетического сектора России и предусматривают:

1. Существенное повышение энергетической эффективности экономики.

Эта стратегическая инициатива направлена на решение задачи Стратегии, связанной с обеспечением платежеспособного спроса на ТЭР и повышением энергетической эффективности экономики. Предусматривается полное использование уникального потенциала организационного и технологического энергосбережения во всех секторах национального хозяйства, совершенствование отраслевой структуры экономики и существенное увеличение добавленной стоимости в расчёте на единицу расхода энергии при производстве продуктов и услуг. Повышение энергетической эффективности экономики страны, в том числе развитие технологического энергосбережения, является одной из основных задач модернизации и инновационного развития ТЭК России.

Реализация инициативы позволит при прогнозируемых темпах экономического роста многократно уменьшить приросты потребления энергетических ресурсов и выбросов парниковых газов, снизить рост производства энергетических ресурсов и потребности отраслей ТЭК в инвестициях. Это потребует:

- оснащения передовыми технологиями и системами контроля всех отраслей экономики, быта и социальной сферы, производителей и потребителей энергии и существенного улучшения организации энергопотребления;
- совершенствования государственного регулирования и координации действий федеральных, региональных и местных органов власти, организаций и граждан;
- запуска нормативных и экономических механизмов повышения заинтересованности всех участников в энергосбережении и повышении энергетической эффективности.

2. **Новая электрификация страны** на базе прорывных технологий в потреблении, централизованной и распределённой энергогенерации при опережающем использовании неуглеродных энергоресурсов и интеллектуализации энергетических систем.

Эта стратегическая инициатива отвечает задачам Стратегии, связанным со стимулированием экономики и повышением качества жизни населения, обеспечением экологически безопасного развития энергетики, противодействием угрозам развитию ТЭК России. Она направлена на эффективное и надёжное обеспечение опережающего роста потребления электроэнергии путём углубления электрификации транспорта (в том числе автомобилей и газопроводов) и жилищно-коммунального хозяйства. Наряду с увеличением установленной мощности электростанций Единой электроэнергетической системы России (ЕЭС), опережающими темпами будет расти распределённая генерация – включённые в ЕЭС или работающие автономно небольшие электростанции потребителей, которые получат возможность полноправно работать на розничных энергетических рынках.

ЕЭС России обеспечит оптимально сбалансированное развитие и использование всех видов генерации по регионам страны при опережающем развитии атомной энергетики в увязке со строительством высокоманевренных ГАЭС, газовой и угольной генерации и многократным увеличением использования НВИЭ. Благодаря объединению с ОЭС Дальнего Востока и присоединению изолированных энергорайонов, ЕЭС охватит новые территории страны. Повысится интегрированность ЕЭС благодаря развитию межсистемных и внутрисистемных электрических сетей всех классов напряжения. Поэтапная интеллектуализация энергосистем начнётся с автоматизации контроля режимов работы потребителей и их генерации в распределительных сетях и распространится на системы технологического управления ЕЭС и на операции конкурентного энергетического рынка.

Будет взят курс на формирование единой электроэнергетической системы, содержащей не только физические, но и энергоинформационные коммуникации, глобальные связи оптового рынка, институциональные формы и общие нормативно-правовые правила интеграции энергообъединений на всем Евразийском пространстве.

Будущее электроэнергетики, как никакой другой отрасли ТЭК, будут определять прорывные технологии. У потребителей в быту, на транспорте и в информационной сфере всё шире будут применяться высокоэффективные накопители электроэнергии, механические и химические источники и преобразователи, мини- и микрогенераторы постоянного тока. Россия лидирует в создании новой атомной 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.

Энергетические, информационные и институциональные взаимосвязи потребителей и производителей электроэнергии интегрируются многоуровневой системой контроля и управления функционированием и развитием энергетических систем. Интеллектуализация нового поколения обеспечит: контроль и оптимизацию режимов потребления электроэнергии; интеграцию разнородных источников электроэнергии и электрических сетей, оснащённых мощными накопителями для управления потоками электрической мощности; автоматизацию предупреждения, обнаружения и локализации аварийных режимов при широком участии потребителей с их распределённой генерацией; организацию торгов на высоко конкурентных энергетических рынках и др.

3. Создание топливно-энергетических, водохозяйственных и энергопромышленных комплексов и экспортной энергетической инфраструктуры, стимулирующих развитие восточных районов страны.

Эта стратегическая инициатива направлена на решение задач Стратегии, связанных с развитием внешнеэкономической деятельности, стимулированием развития экономики и повышением качества жизни населения, противодействием угрозам развитию ТЭК России. Предусматривается существенное увеличение добычи и переработки всех видов топлива в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, развитие производства транспортабельной энергоёмкой продукции высоких уровней передела и соответствующей транспортной и социальной инфраструктуры. Это позволит диверсифицировать экспорт российских энергоресурсов, поставки которых на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона увеличатся в 2,5-3,1 раза, а также обеспечить собственными ресурсами восточный регион России, энергопотребление которого увеличится почти в 1,3 раза, что даст импульс развитию нефте- и газохимии и производству разнообразных материалов с высокой добавленной стоимостью.

Добыча нефти в регионе и её доля в российской добыче увеличатся почти в 2 раза, а добыча газа увеличится в 3,3 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 инициирует разработку месторождений угля, урана, других рудных и нерудных ископаемых, использование лесных ресурсов и развитие гидроэнергетики, что обеспечит опережающее социально-экономическое развитие Сибирского и Дальневосточного федеральных округов с увеличением в 2,5-2,6 раза их валового регионального продукта и повышением доли в ВВП страны.

4. Реновация и развитие действующих нефтегазоносных провинций² с повышением коэффициентов извлечения углеводородов и освоением их нетрадиционных ресурсов.

Эта стратегическая инициатива направлена на решение задач Стратегии, связанных с развитием внешнеэкономической деятельности, стимулированием развития экономики и повышением качества жизни населения, противодействием угрозам развитию ТЭК России. Предусматривается, что действующие провинции продолжат рост добычи газа, но уменьшат добычу нефти, обеспечивая тем не менее к 2035 году три четвертых производства углеводородов в стране. Это потребует дальнейшего роста разведанных запасов, увеличения коэффициента извлечения нефти, освоения в основном многокомпонентных месторождений газа и трудно извлекаемых ресурсов нефти.

Реализация этой инициативы многократно увеличит комплексное использование и глубокую переработку попутного нефтяного и природного газа, создаст мощности по сжижению и поставкам на экспорт около 8% объема добычи газа и обеспечит часть производства моторных топлив за счёт повышения глубины переработки нефти при снижении её абсолютных объёмов. Строительство заводов, на которых будет осуществляться переработка третьей части добываемого газа, а также создание необходимой транспортной и социальной инфраструктурой обеспечит масштабное развитие смежных отраслей - нефте- и газохимии и производства синтетических материалов.

Будут завершены крупные экспортные проекты по модернизации и повышению пропускных способностей нефте-, продукто- и газопроводов, строительству недостающих элементов системы нефтеснабжения и Единой системы газоснабжения с её развитием на востоке страны. При этом существенно увеличится объём подземных хранилищ газа для создания достаточных оперативных резервов газа в регионах его потребления.

² В Уральском федеральном округе и остальных районах европейской части России.

5. Подготовка крупномасштабного освоения нетрадиционных ресурсов углеводородов, включая северные территории и шельф Арктики.

Эта стратегическая инициатива направлена на решение целевых задач Стратегии, связанных с развитием внешнеэкономической деятельности, стимулированием развития экономики и повышением качества жизни населения, противодействием угрозам развитию ТЭК России.. Она носит заделный характер и призвана обеспечить достаточную добычу нефти и газа в стране за временным горизонтом Стратегии, компенсируя неизбежный спад добычи традиционных ресурсов на втором этапе, а также стимулировать развитие компетенций и промышленности по созданию оборудования и технологий для разведки и добычи нетрадиционных ресурсов нефти и газа. Данная стратегическая инициатива включает несколько направлений, важнейшими из которых в долгосрочной перспективе являются освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий России и технологий эффективного использования колоссальных ресурсов газовых гидратов.

Освоение континентального шельфа – важный геополитический и технологический вызов для нефтегазового комплекса России. Потребуется освоение большого комплекса 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. Будет создана соответствующая транспортная, энергетическая и социальная инфраструктура для комплексного освоения Арктики в геополитических, эколого-климатических, информационно-логистических и других интересах страны.

Ключевой задачей является максимальная локализация производства оборудования для стратегического освоения Арктики в России.

Необходимым условием реализации указанных стратегических инициатив служит разработка во взаимодействии с бизнесом сбалансированных институциональных, ценовых и налоговых условий государственной энергетической политики, обеспечивающей приток в ТЭК внутренних и внешних инвестиций.

4 Направления и меры государственной энергетической политики

Государство обычно использует три основных способа управления энергетическим сектором - устанавливает правила его функционирования; напрямую управляет частью активов и осуществляет государственно-частное партнерство. Но в критических ситуациях государство может прибегнуть и к мобилизационным мерам.

В среднесрочной перспективе, учитывая значительную роль государственных компаний в ТЭК, особенно в естественно-монопольных секторах, важную роль будет играть прямое государственное управление. Стратегия предполагает на первом этапе сохранение доминирования государственных компаний в потенциально конкурентных секторах энергетики как механизма реализации стратегических приоритетов энергетической политики через прямое государственное управление активами в энергетике. На втором этапе государственная энергетическая политика будет проводиться преимущественно в рамках стабильной и непротиворечивой институциональной системы с четкими правилами, обеспечивающими баланс интересов государства, крупного и малого бизнеса, равные права участников рынка и повышение уровня конкуренции. Стратегия реализует это посредством следующих направлений и мер государственной энергетической политики.

4.1 Государственное регулирование внутренних энергетических рынков

Совершенствование внутренних энергетических рынков в предстоящий период будет в значительной степени определяться направлениями и темпами процессов формирования общих энергетических рынков Евразийского экономического союза.

Целью государственного регулирования энергетических рынков является развитие эффективных форм и условий хозяйственной деятельности, обеспечивающих рост создаваемой в ТЭК добавленной стоимости и эффективный приток капиталов для увеличения инвестиций в энергетическом секторе.

Быстрый рост в последние годы роли контролируемых государством крупных энергетических компаний позволил реализовать основные положительные эффекты увеличения масштаба производства и концентрации инвестиций, но далее в энергетике будет усиливаться государственное регулирование рынков путем установления правил их функционирования.

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- 1) обеспечение добросовестной конкуренции на топливных и энергетических рынках при поддержке развития малого и среднего бизнеса;
- 2) совершенствование системы регулирования и постепенная либерализация внутренних рынков основных энергоносителей (газ, электроэнергия, тепло), увязанная с развитием инфраструктуры и конкуренции;

Для решения этих задач будут использованы следующие меры:

- 1) совершенствование механизмов антимонопольного контроля энергетических рынков;

2) гармонизация роли на энергетических рынках крупных компаний с государственным участием, средних и малых независимых компаний; поддержка процессов разделения, горизонтальной и межотраслевой интеграции энергетических компаний для повышения финансовой устойчивости и концентрации ресурсов для развития отраслей ТЭК при сохранении достаточного уровня конкуренции на внутреннем рынке;

3) обеспечение прозрачного и недискриминационного доступа для всех участников рынка к общей и энергетической инфраструктуре (трубопроводы, электрические и тепловые сети), в том числе на конкурентной основе;

4) использование интеграции внутренних энергетических рынков в рамках Евразийского экономического союза для повышения конкуренции в отраслях ТЭК и гибкости условий энергоснабжения российских потребителей;

5) создание в рамках государственной информационной системы ТЭК интегрированной системы мониторинга энергетических рынков с формированием отчетных и прогнозных топливно-энергетических балансов в структуре, соответствующей международным стандартам;

6) развитие биржевой торговли с привлечением нерезидентов, на первом этапе - компаний из Казахстана, Белоруссии, Армении и Киргизии с целью интеграции энергетических рынков Евразийского экономического союза, а затем и других компаний для притока иностранного капитала;

7) разработка механизмов мониторинга конъюнктуры энергетических рынков, в том числе для целей антимонопольного регулирования и своевременной корректировки правил и параметров рынков, обеспечивающих выполнение долгосрочных приоритетов развития отраслей ТЭК.

Осуществление этих мер позволит создать в отраслях ТЭК благоприятные условия для генерирования в процессе хозяйственной деятельности и привлечения на приемлемых условиях необходимых объёмов инвестиций и содействовать решению задач Стратегии, связанных со стимулированием развития экономики и повышением качества жизни населения, противодействием угрозам развитию ТЭК России.

4.2 Налоговая и таможенная политика в энергетике

Целью государственной налоговой и таможенной политики в энергетике является обеспечение стабильных и предсказуемых условий налогового и таможенного режима, гармонизация системы налогообложения в разных отраслях ТЭК, адекватное и эффективное изъятие природной ренты для развития экономики страны без ущерба финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности отраслей и эффективных компаний

ТЭК. При росте текущих объемов налоговых платежей топливных отраслей, потребуется уменьшение их налоговой нагрузки для поддержания необходимых размеров добычи топлива ввиду увеличения использования трудно извлекаемых ресурсов топлива.

Достижение этой цели требует решения следующих задач:

1) формирование стабильной и сбалансированной (между интересами государственного бюджета, крупного и малого энергетического бизнеса, видами экономической деятельности и даже типами месторождений) системы налогообложения ТЭК, повышающей долгосрочный народнохозяйственный эффект от работы ТЭК, и линейки таможенных пошлин и акцизов, стимулирующих инвестиции в производство энергетических продуктов высокого качества и высокой степени переработки и насыщение внутреннего рынка;

2) обеспечение рационального распределения 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).

Для решения поставленных задач необходимо осуществить следующие меры:

1) осуществление «налогового маневра» в нефтяной отрасли с поэтапным снижением ставок экспортной таможенной пошлины на сырую нефть и светлые нефтепродукты при повышении ставки НДС при добыче нефти. При этом сочетание НДС и экспортной пошлины будет обеспечивать баланс между бюджетными платежами нефтяной отрасли и рентабельностью нефтяных проектов, что включает оптимизацию индивидуальных льгот для труднодоступных и удаленных от инфраструктуры месторождений, а также для объектов применения современных методов увеличения нефтеотдачи;

2) проведение тестирования налогообложения финансового результата (НФР): на первом этапе реализации Стратегии – в рамках ряда пилотных проектов, а при успешной апробации – распространение этого режима на определенное число месторождений с переходом на втором этапе Стратегии к гибриднему режиму недропользования, где НФР применяется для стимулирования мер увеличения нефтеотдачи и добычи трудноизвлекаемых ресурсов. При этом в обязательном порядке для применения НФР необходимо оснащать месторождения средствами государственного контроля и учета фактических объемов добычи и затрат, а так же тщательно проработать систему государственного контроля как в части объемов выплат налога, так и в части определения налогооблагаемой базы;

3) продолжение градуированного внедрения налоговых льгот, стимулирующих использование современных методов увеличения извлечения сырья, более активное вовлечение в эксплуатацию нетрадиционных видов углеводородного сырья;

4) обеспечение дополнительного налогового стимулирования малых нефтяных компаний с низкорентабельными месторождениями посредством предоставления льгот, каникул по уплате НДС или включением их проектов в состав пилотных по тестированию системы НФР;

5) разработка нормативно-правовой базы классификации месторождений и их принадлежности к категориям малых, истощенных и низко дебитных месторождений в целях совершенствования системы налогообложения в сфере добычи углеводородов;

6) обеспечение регулярного сбора и обработки достаточной информации по объектам ТЭК для налоговых целей;

7) подготовка на первом этапе Стратегии и затем проведение унификации принципов налогообложения добычи нефти, газа и газового конденсата;

Эти меры будут стимулировать поддержание добычи нефти и рост добычи газа, позволят обеспечить за счет налоговых платежей ТЭК не менее пятой части доходов консолидированного бюджета страны и будут содействовать решению задач Стратегии, связанных со стимулированием развития экономики и повышением качества жизни населения, противодействием угрозам развитию ТЭК России,.

4.3 Ценовая политика в энергетике

Опережающее повышение внутренних цен на энергоносители, которое осуществлялось с начала века и в результате частично достигло своих целей в части стимулирования энергосбережения и обеспечения инвестиционной привлекательности энергетических компаний, в последнее время сменилось жёстким сдерживанием роста цен на газ и электроэнергию для поддержания конкурентоспособности отечественных производителей на внешних рынках и повышения благосостояния населения.

Целью государственной ценовой политики в энергетике является гармонизация ценно- и тарифообразования в энергетическом секторе для формирования адекватных ценовых сигналов участникам рынков (на первом этапе – путем регулирования границ их изменения для отдельных энергоресурсов).

Системные исследования и оптимизационные расчеты перспектив развития энергетического сектора России показали, что после преодоления экономического спада баланс интересов потребителей и производителей обеспечивается ростом внутренних цен на энергоносители для промышленности с превышением индекса потребительских цен (ИПЦ) на 1–2 %. При этом предусматривается постепенное снижение роли государства в установлении цен и переход к рыночным механизмам ценообразования с сохранением жесткого антимонопольного контроля.

Достижение указанной цели требует решения следующих задач:

1) совершенствование государственного регулирования цен и тарифов в сфере естественных монополий с формированием стабильных правил долгосрочного ценообразования, обеспечивающих баланс интересов потребителей и производителей, включая обеспечение приемлемых показателей рентабельности топливно-энергетических компаний, достаточные инвестиции для удовлетворения внутреннего и внешнего спроса, а также экономическое стимулирование энергосбережения во всех секторах национального хозяйства;

2) совершенствование государственного регулирования границ цен на доминирующее топливо – сетевой газ – при их росте с небольшим опережением ИПЦ;

3) приближение к пропорциям мировых энергетических рынков соотношения внутренних цен между нефтью, газом и углем и обеспечение на втором этапе Стратегии условий для межтопливной конкуренции на внутренних рынках с достижением в основных районах конкуренции газа с углем (в Сибирском и Дальневосточном федеральных округа) превышения внутренних цен на газ над ценами на уголь в 2,5–3 раза (по теплосодержанию);

Для решения этих задач будут использованы следующие меры ценовой политики:

1) введение (после преодоления экономического спада) долгосрочного правила повышения (с ориентацией на индекс инфляции) верхних значений регулируемых государством цен и тарифов в газовой промышленности, электроэнергетике и теплоснабжении;

2) ликвидация на втором этапе Стратегии перекрестного субсидирования в газовой промышленности, 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.

3) создание и/или совершенствование механизмов биржевой торговли всеми видами топлива, включая природный газ и уголь; разработка для этого спецификации эталонных углей и системы премий (дисконтов) для основных марок;

4) стимулирование участия частных компаний в биржевой торговле топливом и использование её результатов 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; развитие торговли производными контрактами (фьючерсные, опционные, своповые и др.) для хеджирования ценовых рис-

ков отечественных компаний и трейдеров и привлечения инвестиций на российский рынок;

5) совершенствование содержания и порядка установки регулируемых 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;

б) совершенствование методов ценообразования на тепло по модели «альтернативной котельной» вместе с формированием сетевых тарифов в теплоснабжении с учетом обоснованной доходности и «эталонных» затрат на обслуживание и развитие.

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 цен на топливо и энергию, которая будет соответствовать индексу потребительских цен или на 1-2 процентных пункта опережать его. Такая политика сдерживания цен на энергоносители содействует решению задачи Стратегии, связанной со стимулированием развития экономики и повышением качества жизни населения.

4.4 Политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Целью государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности является максимальное использование имеющегося потенциала энергосбережения во всех отраслях экономики, направленное, в том числе, на снижение энергоемкости валового внутреннего продукта страны. При этом энергосбережение – не самоцель, а одна из задач технологической модернизации самого ТЭК и других потребителей энергоресурсов.

Определение конкретных направлений достижения указанной цели требует определения пути по альтернативному варианту решений: нормативное стимулирование или/и тарифное стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Выполненный анализ и произведенные расчеты показывают, что, с учетом опыта предыдущих лет, складывающейся кризисной ситуации в экономике страны и принятых решений по ограничению роста тарифов на энергоносители, развитие энергосбережения и повышение энергетической эффективности будет стимулироваться преимущественно за счет нормативного регулирования при умеренном росте тарифов.

В связи с этим, достижение цели государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности требует решения следующих задач:

1) совершенствование налогового стимулирования и нормативного регулирования энергетической эффективности и энергосбережения во всех секторах экономики России (особенно энергоемких) и повышения качества предлагаемых на рынке услуг;

2) создание системы государственного мониторинга и контроля показателей (индикаторов) энергетической эффективности (удельных, а также отражающих внедрение наилучших доступных технологий) на федеральном, региональном уровне, уровне организаций;

3) стимулирование производства современного энергосберегающего оборудования на уровне лучших мировых аналогов.

Поставленные задачи будут решаться с использованием следующих мер:

1) разработка и включение целевых показателей (индикаторов) в области повышения энергетической эффективности во все государственные (муниципальные) программы, совершенствование институтов энергосервиса и энергоаудита;

2) создание реестров лучших доступных технологий для облегчения их внедрения и повышения доли импортозамещения; разработка и внедрение нормативных требований к энергопотреблению используемого оборудования на основе лучших доступных технологий, в том числе с запретом применения энергетически неэффективных технологий и внедрением системы энергетического и экологического менеджмента;

3) 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;

4) развитие механизмов налогового стимулирования приобретения энергоэффективного оборудования;

5) развитие системы стандартизации и маркировки энергоэффективности зданий и сооружений, оборудования и техники, в том числе для транспорта; развитие системы стандартизации в области возобновляемой энергетики;

6) совершенствование законодательства Российской Федерации о контрактной системе в сфере закупок с целью создания условий для реализации проектов в области энергосбережения, приобретения энергоэффективного оборудования, а также оборудования возобновляемой энергетики;

7) организация подготовки специалистов, стимулирование исследовательских и опытно-конструкторских работ по повышению энергетической эффективности;

8) популяризация и пропаганда энергосбережения и повышения энергетической эффективности среди различных групп населения, в том числе в составе образовательных программ высших и средних учебных заведений; совершенствование государственных информационных систем и интернет-ресурсов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Эти меры позволят реализовать потенциал организационного и технологического энергосбережения, ускорить рост энергетической эффективности экономики и будут содействовать достижению индикаторов задачи Стратегии, связанной с обеспечением платежеспособного спроса на ТЭР и повышением энергетической эффективности экономики. Важным следствием политики энергосбережения станет также существенное сдерживание роста эмиссии парниковых газов и сокращение вредных выбросов энергетического комплекса в окружающую среду.

4.5 Научно-техническая политика в энергетике

Целью научно-технической политики в энергетике является создание устойчивой инновационной системы для обеспечения энергетического сектора высоко эффективными отечественными технологиями, материалами и оборудованием в объемах, необходимых для его успешного развития.

Стратегия предусматривает всемерное освоение современных и развитие прорывных технологий и инноваций, решение проблем замещения импорта технологий, создания собственной научно-технической базы ТЭК. Это требует постановки долгосрочных задач по обеспечению энергетического комплекса высокоэффективными отечественными научно-техническими решениями в объемах, необходимых для поддержания энергетической безопасности страны, а также по развитию направлений, обеспечивающих конкурентные преимущества России и возможность экспорта технологических решений.

Вместе с тем, большие отличия природных и особенно экономических условий России от мировых технологических лидеров зачастую препятствуют прямому заимствованию их достижений и требуют разработки эффективных отечественных решений.

Важнейшими тенденциями, определяющими научно-техническую политику в энергетике, являются рост капиталоемкости научно-технических разработок, развитие комплексных научно-производственных систем (технопарков) и ускоряющееся накопление научно-технических знаний, требующее регулярного повышения квалификации научных и инженерных кадров.

В среднесрочной перспективе к приоритетным технологиям относятся:

- в добыче углеводородов - технологии разработки шельфовых месторождений и добычи нефти из низкопроницаемых пород, добычи высоковязкой и тяжелой нефти, третичные методы повышения нефтеотдачи пластов, а также безлюдные роботизированные комплексы добычи угля;

- в переработке первичных энергоресурсов - современные технологии глубокой переработки нефти, газа и угля, сжижения углеводородных газов;

- в электроэнергетике, наряду с развитием технологий эффективного использования традиционного топлива, - создание задела для перехода к «новой» энергетике с развитием и коммерциализацией технологий для распределенной генерации (в том числе на возобновляемых ресурсах), электрохимических технологий получения и накопления электроэнергии большой мощности и интеллектуальных сетей; развитие технологий «активного» потребителя и нового «электрического мира» в коммунально-бытовой, социальной сфере и на транспорте;

- в атомной энергетике - освоение замкнутого топливного цикла и эффективных технологий утилизации отработавшего ядерного топлива (ОЯТ);

- энергоэффективные технологии, которые наибольшее влияние окажут в ЖКХ и инфраструктурном секторе.

К приоритетным относятся также разработки используемых в энергетике материалов: разного рода наноматериалов, соединений, а также технологических систем модульной конструкции с необходимым набором заданных параметров и др.

В долгосрочной перспективе предполагается освоение эффективных технологий добычи метана угольных пластов, матричной нефти и разработки газогидратных и гелио-содержащих месторождений. Будут развиваться безводные технологии добычи сланцевых ресурсов, ожидаются продвижения в использовании водорода и энергии термоядерного синтеза, биотехнологий и когнитивных технологий в энергетике.

Основные приоритетные технологии, которые будут способствовать эффективному развитию отечественного ТЭК и укреплению позиций России на мировом рынке технических и технологических разработок в сфере энергетики, представлены в Приложении Г.

Для достижения цели научно-технической политики в энергетике необходимо решение следующих задач:

- 1) восстановление инновационного цикла «фундаментальные исследования – прикладные исследования – опытно-конструкторские разработки – головные образцы – серийное производство» с действенной системой государственной поддержки инновационной деятельности отечественных энергетических и энергомашиностроительных компаний при обеспечении успешной коммерциализации российских разработок;

2) обеспечение скоординированных действий ведомств, институтов развития и компаний ТЭК в части технологического развития, создание системы отраслевого заказа на инновационные технологические решения в ТЭК, а также формирование долгосрочных государственных технологических приоритетов в ТЭК и обеспечение мониторинга и реагирования на глобальные технологические вызовы;

3) воссоздание и развитие кадрового и технического научного потенциала, включая фундаментальную науку, прикладные исследования и разработки, модернизацию экспериментальной базы и системы информационного обеспечения инновационной деятельности с защитой авторских прав на её результаты, совершенствование системы подготовки научных кадров для энергетики, включая использование международного сотрудничества для применения лучших мировых достижений и экспорта отечественных разработок;

4) снижение зависимости предприятий ТЭК от импортных энергетических технологий и оборудования в результате их освоения российской промышленностью, а также использование международного сотрудничества для применения лучших мировых достижений и экспорта отечественных разработок, повышение инновационной активности, интенсивности участия компаний ТЭК в исследованиях и разработках.

Решение поставленных задач потребует осуществления следующих мер:

1) распределение полномочий между ведомствами, ответственными за технологическое развитие в ТЭК, включая науку и образование, коммерциализацию, локализацию и региональное развитие для определения единых приоритетов инновационного развития ТЭК, координации существующих отраслевых и межотраслевых стратегических документов;

2) выявление и экономическая поддержка перспективных направлений научно-технической и инновационной деятельности, а также приоритетных технологий, комплексных технологических систем в ТЭК и смежных отраслях с учетом их прогнозируемой эффективности и мировых тенденций, государственная поддержка прикладных исследований и разработок;

3) финансирование фундаментальных исследований принципиально новых путей эффективного обеспечения и формирования новых энергетических потребностей, в том числе за счет бюджетных средств, а также путем возврата части прибыли в науку;

4) совершенствование организационных форм продвижения инноваций в ТЭК для реализации программ по поддержке приоритетных направлений технологического развития (софинансирование инноваций), концентрации сил и средств на разработке приоритетных технологий; создание центров компетенций в приоритетных направлениях технологического развития ТЭК для научных исследований и усиления кадрового потенциала;

5) активное участие государства в воссоздании отечественного энергетического машиностроения с использованием передовых технологических процессов и новых конструкционных материалов;

6) налоговое и нормативное стимулирование использования компаниями лучших доступных технологий, включая разработку и применение соответствующих реестров в целях технического и экологического регулирования;

7) разработка механизмов координации и оценки эффективности государственного заказа на НИОКР в энергетике, повышения действенности программ инновационного развития государственных компаний и технологических платформ; координация приоритетов научных исследований в бизнес-структурах ТЭК с институтами развития науки;

8) формирование государственной системы технологического мониторинга и прогнозирования в энергетике (с созданием прогностических центров НТП и проведением энергетических форсайтов) в увязке со стратегическими документами развития машиностроения и ТЭК (генеральные схемы, программы, схемы территориального планирования и др.);

9) укрепление и развитие консолидированных отраслевых источников финансирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, формирование целевых научно-технических и инновационных программ, объединение усилий Российской академии наук, Министерства энергетики Российской Федерации и Министерства образования и науки Российской Федерации при их подготовке и реализации;

10) локализация современных зарубежных технологий на российском рынке

11) содействие формированию инновационных кластеров, объединяющих ресурсы образовательных учреждений, научно-исследовательских институтов и современной инфраструктуры для стимулирования разработок и создания российских или локализованных поставщиков оборудования и технологических решений в приоритетных направлениях;

12) развитие «венчурного» бизнеса в сфере инноваций в энергетике; поддержка коммерциализации разработок в ТЭК через механизмы государственных и корпоративных венчурных фондов;

13) разработка системы вовлечения в хозяйственный оборот объектов интеллектуальной собственности и иных результатов научно-технической деятельности в топливно-энергетическом комплексе;

14) формирование механизмов отраслевого заказа на инновационные технологические решения в ТЭК, включая создание национальных технологических платформ и баз данных, систем мониторинга и прогнозирования научно-технологического прогресса в

ТЭК, прогнозирования потребности в квалифицированных кадрах, а также системы информационного обеспечения и взаимодействия участников отрасли в рамках технологического развития;

15) создание на базе частно-государственного партнерства испытательных полигонов и инжиниринговой инфраструктуры для отработки образцов новой техники и технологий, включая создание необходимых условий и стимулов, а также кафедр для подготовки кадров.

Эти меры будут способствовать модернизации и развитию собственной научно-технической базы ТЭК и будут содействовать решению задач Стратегии, связанных с обеспечением платежеспособного спроса на ТЭР и повышением энергетической эффективности экономики, стимулированием развития экономики и повышением качества жизни населения, противодействием угрозам развитию ТЭК России.

4.6 Политика в недропользовании

Целью государственной энергетической политики в области недропользования и управления государственным фондом недр является обеспечение устойчивого, эффективного и экологически безопасного воспроизводства минерально-сырьевой базы для удовлетворения энергетических потребностей экономики страны и нужд экспорта топлива.

Для достижения этой цели необходимо решение следующих задач:

1) увеличение частных инвестиций в поисково-разведочные работы и государственных вложений в региональные геолого-съёмочные работы, изучение и освоение новых территорий и акваторий;

2) создание режима недропользования, стимулирующего полное и комплексное извлечение углеводородного сырья из недр, увеличение коэффициента извлечения нефти и внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи, более активное вовлечение в эксплуатацию нетрадиционных видов углеводородного сырья;

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

Решение этих задач требует осуществления следующих мер:

1) проведение широкой апробации Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов;

2) разработка концепции перехода на контрактную систему недропользования и формирование процедур оборота прав пользования недрами; упрощение процедур доступа к участкам недр и введение стимулов для частной геологоразведки;

3) расширение в перспективе прав доступа к лицензиям на геологическое изучение, разведку и разработку месторождений углеводородов на континентальном шельфе для российских негосударственных компаний;

4) создание прозрачных процедур разрешения конфликтных ситуаций, связанных с освоением участков недр, и формирования проектных альянсов для совместной разработки участков недр;

5) введение прозрачных критериев отнесения месторождений топлива к стратегическим и уточнение их перечня с исключением из него месторождений, не соответствующих указанным критериям, а на втором этапе Стратегии – увеличение порога отнесения к участкам недр федерального значения;

6) поддержка малых и средних компаний за счет облегчения доступа к участкам недр, предоставления приоритетов при лицензировании, формирования механизмов оборота прав пользования недрами, возможностей отсрочек по уплате и/или снижения размеров платежа по факту открытия, введения вычетов на геологоразведку из НДС;

7) разработка и внедрение на втором этапе Стратегии системы государственного мониторинга, контроля и учета объемов добычи и затрат по месторождениям параллельно с введением НФР;

8) децентрализация и упрощение процедур регулирования процессов освоения залежей и месторождений, прежде всего, сильно выработанных и относимых к новым типам залежей углеводородов;

9) формирование системы взаимной увязки условий пользования недрами с государственными программными документами по выполнению геологоразведочных работ и добычи полезных ископаемых;

10) обеспечение синхронизации планов разработки месторождений углеводородов и планов по развитию соответствующей транспортной инфраструктуры

Эти меры позволят обеспечить воспроизводство ресурсной базы в объемах, необходимых для стабильной работы отраслей ТЭК (но не ниже объема добычи углеводородных ресурсов), внесут существенный вклад в создание топливно-энергетических комплексов в восточных регионах страны и в развитие действующих нефтегазоносных провинций и будут содействовать решению задачи Стратегии, связанной с противодействием угрозам развитию ТЭК России.

4.7 Региональная энергетическая политика

Целью региональной энергетической политики является сбалансированное и экономически эффективное развитие энергетики регионов России с обеспечением региональ-

ной энергетической безопасности путём повышения их самообеспеченности за счет эффективного использования местных энергетических потенциалов и сдерживания объёмов межрегиональных перевозок топлива.

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

Современные тенденции в этой сфере противоречивы: с одной стороны, происходит увеличение концентрации экономического роста и энергопотребления в центральных районах европейской части страны, доля которой (без учета Уральского федерального округа) уже превысила 70 % ВВП и 60 % потребления энергии в стране, а с другой – наблюдается смещение добычи и производства энергетических ресурсов в северные и восточные районы с ростом их доли до 80 % и более. В результате, одной из главных проблем российского ТЭК является беспрецедентно большой и растущий объём наиболее дорогостоящих сухопутных перемещений топлива на тысячи километров³.

Для достижения цели региональной энергетической политики необходимо решение следующих задач:

- 1) обеспечение опережающего роста энергетической эффективности экономики в европейской части страны;
- 2) обеспечение опережающего социально-экономического развития восточных районов (на базе реализации региональных стратегических инициатив государства и бизнеса по созданию кластеров и новых топливных баз в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и полуострове Ямал с подготовкой энергетического освоения Арктики) с приоритетом энергоемких производств при сдерживании роста цен на энергию для потребителей;
- 3) комплексное развитие региональной энергетики с увеличением уровня самообеспеченности регионов при экономически эффективном использовании местных источников топлива и энергии, включая создание необходимых меж- и внутрирегиональных энерготранспортных коммуникаций, создание разных видов энергетической инфраструктуры, развитие распределённой генерации и интегрированных систем электро-, тепло- и газоснабжения, в том числе на базе НВИЭ и с использованием интеллектуальных сетей;
- 4) экономически эффективное обеспечение энергетической безопасности Крымского федерального округа и Калининградской области.

Для решения поставленных задач будут использованы следующие меры:

³ В 2014 году из азиатской в европейскую часть России для внутреннего потребления и на экспорт было перемещено по трубопроводам и железными дорогами более 1 млрд условных тонн всех видов топлива.

- 1) упорядочивание разработки и мониторинга реализации региональных программ энергоснабжения и повышения энергоэффективности и обеспечение их согласованности между собой и с федеральным законодательством;
- 2) создание системы координации региональных энергетических стратегий и программ с Энергетической стратегией России, генеральными схемами развития отраслей ТЭК и другими документами стратегического планирования;
- 3) совершенствование методов и нормативов государственного регулирования региональных цен и тарифов в области энергетики;
- 4) проведение независимого технического, экономического и кадрового аудита муниципальных систем энергоснабжения (особенно в малых городах и поселениях) с защитой отчетов об аудите и предложений в местном органе исполнительной власти;
- 5) стимулирование долгосрочных вложений в инфраструктурные системы энергоснабжения регионов, включая долгосрочное бюджетное финансирование и кредитование проектов и использование механизмов частно-государственного партнерства;
- 6) обеспечение эффективного использования государственного материального резерва для оказания регулирующего воздействия на региональные рынки ТЭР в форме товарных интервенций в случае возникновения чрезвычайных ситуаций;
- 7) усиление контроля за исполнением северного завоза, резервами топлива и энергетических мощностей в потенциально уязвимых регионах.

Осуществление указанных мер будет содействовать решению региональных аспектов задачи Стратегии, связанной с противодействием угрозам развитию ТЭК России, и позволит:

- переломить многолетнюю тенденцию опережающего роста энергопотребления в европейских районах и на 1–2 процентных пункта уменьшить их долю в энергопотреблении страны;
- существенно повысить (благодаря росту собственного производства энергоресурсов) самообеспеченность федеральных округов (кроме Приволжского) и замедлить рост объёмов транспортировки топлива из азиатской в европейскую часть страны;
- обеспечить опережающее развитие распределённой генерации, в том числе на местных видах топлива и НВИЭ, особенно в средних и малых городах и поселениях страны;
- обеспечить в Дальневосточном федеральном округе превышение в 2,5-3 раза среднероссийских темпов роста потребления и в 3 раза - темпов роста производства энергоресурсов;

- уже на первом этапе Стратегии обеспечить энергетическую безопасность Крымского федерального округа и Калининградской области и далее эффективно развивать и совершенствовать энергетический комплекс этих регионов.

4.8 Экологическая и климатическая политика в энергетике

Целью экологической и климатической политики в энергетике является обеспечение экологической безопасности и устойчивого развития при функционировании энергетического сектора с всемерным сдерживанием роста и где возможно – уменьшением негативного влияния добычи, производства, транспортировки и потребления энергоресурсов на окружающую среду, климат и здоровье людей.

В настоящее время Россия не имеет официальных международных обязательств по сокращению выбросов парниковых газов, но существует вероятность их принятия, что требует подготовки на первом этапе Стратегии минимально необходимой нормативной, административной и научно-технической базы в этой сфере.

Для достижения целей экологической и климатической политики в энергетике необходимо решение следующих задач:

- 1) повышение эффективности всех форм контроля размеров выбросов загрязняющих веществ, включая эмиссию парниковых газов, и соблюдения экологических требований при реализации инвестиционных проектов в энергетике и текущей эксплуатации энергетических объектов;
- 2) создание и стимулирование применения экологически чистых, малоуглеродных и ресурсосберегающих технологий при производстве, транспортировке, хранении и использовании энергетических ресурсов, а также развитие систем утилизации отходов энергетического производства, развитие энергетических технологий переработки бытовых и промышленных отходов, создание энерготехнологических систем безотходного использования природных ресурсов;
- 3) гармонизация норм российского и международного экологического законодательства.

Для решения поставленных задач будут использованы следующие меры:

- 1) создание системы мониторинга и информационно-аналитических систем контроля экологических и природоохранных рисков, а также выбросов парниковых газов от энергетических источников;
- 2) стимулирование проведения рекультивации земель и других технических и организационных мероприятий по компенсации ущерба, наносимого природной среде при функционировании ТЭК;

- 3) сокращение образования отходов производства и обеспечение безопасного обращения с ними, реализация мероприятий по утилизации отходов;
- 4) стимулирование применения современных «зелёных» технологий в ТЭК;
- 5) поддержка разработки перспективных технологических решений, направленных на сокращение выбросов парниковых газов; развитие инструментов стимулирования их сокращения, включающих меры финансово-экономического и административного характера;
- 6) повышение открытости и доступности экологической информации, своевременного информирования заинтересованных сторон об авариях, их экологических последствиях и мерах по их ликвидации; усиление взаимодействия с общественными экологическими организациями и движениями;
- 7) проведение и стимулирование научных исследований, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду и экологических рисков, в целях формирования условий гармоничного развития всей системы «природа-общество-человек»;
- 8) 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 ответственности;
- 9) повышение квалификации персонала, ответственного за промышленную и экологическую безопасность энергетического производства.

Эти меры будут способствовать сокращению загрязнения окружающей среды, удержанию размеров выбросов парниковых газов на 22 % ниже уровня 1990 года и будут содействовать достижению индикаторов задачи Стратегии, связанной с обеспечением экологически безопасного развития энергетики страны.

4.9 Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетическом секторе

Одним из основных приоритетов государственной политики в энергетическом секторе страны является повышение социальной эффективности энергоснабжения и формирование достойного кадрового потенциала, соответствующего задачам Стратегии.

Целью государственной социальной политики в энергетическом секторе является гарантированное обеспечение энергетическими ресурсами населения, социально значимых и стратегических объектов по доступным ценам.

Для достижения этой цели необходимо решение следующих задач:

В секторе потребления энергоресурсов:

1) расширение сферы и качества энергетических услуг потребителям, в том числе за счет их энергоснабжения высокоэффективными конечными продуктами (электроэнергией, газом, теплом, моторными топливами);

2) развитие интегрированных систем электро-, тепло- и газоснабжения, ориентированных на обеспечение конечного эффекта – удобства и комфорта в жилом секторе и социальной сфере;

3) повышение надежности энергоснабжения населения страны по доступным ценам при обеспечении снижения доли расходов семейного бюджета граждан на энергообеспечение;

В секторе производства энергоресурсов:

4) создание безопасных условий труда на предприятиях ТЭК, снижение аварийности и травматизма, сокращение доли работников ТЭК, занятых во вредных и (или) опасных условиях труда;

5) совершенствование социальной инфраструктуры в основных угольных и нефтегазодобывающих регионах страны, в том числе, в целях перепрофилирования их деятельности после завершения активной стадии освоения месторождений;

6) обеспечение достойных социальных льгот, гарантий и компенсаций работникам ТЭК на основе социальных стандартов, закрепленных в отраслевых соглашениях между работодателями отрасли и профессиональными союзами работников.

Для решения поставленных задач будут использованы следующие меры:

1) совершенствование регулирования, в том числе антимонопольного, розничных цен на энергию (газ, тепло, электричество, нефтепродукты) с целью поддержания приемлемой доли затрат населения на необходимое энергообеспечение;

2) продолжение и расширение на первом этапе реализации Стратегии эксперимента по введению адресных субсидий на оплату энергоносителей с дальнейшим полным переходом от перекрестного субсидирования цен на энергию между группами потребителей к адресным субсидиям уязвимым слоям населения, социально значимым и стратегическим объектам;

3) 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 в сфере ТЭК, осуществляющих деятельность вахтовым методом;

4) повышение юридической ответственности энергетических компаний за энерго-снабжение населения; усиление общественного контроля над деятельностью компаний в сфере поставок энергоресурсов населению;

5) обеспечение внедрения Правил предоставления коммунальных услуг, которые определяют ключевые параметры услуг теплоснабжения (температура, влажность, воздухообмен в помещении, качество горячего водоснабжения); завершение регламентации взаимоотношений поставщиков коммунальных ресурсов (электроэнергия, тепло, горячая и холодная вода, водоотведение, поставка газа) и исполнителей коммунальных услуг (управляющих компаний и ТСЖ);

6) скоординированное (в зависимости от структуры нагрузки в общественном секторе) развитие централизованных источников и распределенной генерации, автономных и локальных энергоисточников (в том числе ВИЭ, крышных котельных, биотопливных и теплонасосных установок, индивидуальных топливных элементов и т.п.) для непосредственного удовлетворения потребительских нужд граждан и муниципалитетов;

7) стимулирование развития управляемых Smart Grid и Micro Grid-систем с повышением роли человека как «активного» потребителя, управляющего собственным энергообеспечением;

8) привлечение граждан и общественных организаций к более полному и эффективному учету потребляемых энергоресурсов и энергосбережению.

Эти задачи и меры социальной политики будут поддерживаться соответствующим развитием кадрового потенциала для ТЭК и энергетического сектора в целом.

Целью развития человеческого капитала является обеспечение энергетического сектора кадровыми ресурсами, обладающими необходимыми компетенциями и квалификацией для инновационного развития ТЭК, посредством формирования структуры частно-государственного партнерства по их подготовке. Качество человеческого капитала выступает при этом не только в качестве основного фактора экономического развития, но и важнейшего фактора ее национальной безопасности.

Для достижения этой цели необходимо решение следующих задач:

1) создание условий для устранения дисбалансов состава кадров необходимых квалификаций и системы их подготовки в соответствии с требованиями отраслей ТЭК при повышении эффективности системы управления образовательным процессом и усилении взаимодействия образовательных организаций высшего образования с компаниями ТЭК;

2) нормативное закрепление и формирование целостного сегмента в области взаимодействия и мотивации к сотрудничеству в сфере развития человеческого капитала

между Министерством энергетики Российской Федерации, объединениями работодателей, профессиональными союзами и хозяйствующими субъектами ТЭК;

3) снижение дефицита кадров в отрасли за счет: увеличения привлекательности работы в отрасли, в том числе формирования подходов для удержания молодежи в ТЭК; стимулирования высококвалифицированных кадров пенсионного возраста оставаться в отрасли во избежание потери компетенций при смене поколений; организации тесного взаимодействия бизнеса и вузов для определения среднесрочных и долгосрочных потребностей в кадрах;

4) повышение производительности труда и квалификации персонала по традиционным и «прорывным» технологическим направлениям за счет выполнения скоординированных мероприятий компаниями ТЭК, государством и системой образования при создании компаниями высокопроизводительных рабочих мест путем внедрения передовых технических решений, в том числе автоматизации, разработке компаниями ТЭК долгосрочных стратегий в области управления человеческим капиталом с указанием прогнозируемых потребностей в кадрах, позволяющих государству сформировать гарантированный заказ на выпускников к системе образования.

Для решения поставленных задач будут использованы следующие меры:

На уровне государства:

1) формирование государственного заказа в системе образования, в том числе контрольных цифр приема в вузы по направлению предприятий и организаций ТЭК;

2) предоставление налоговых льгот для предприятий и организаций, инвестирующих в государственные образовательные учреждения;

3) создание опережающей системы подготовки кадров для ТЭК и смежных отраслей, обеспечивающей восприимчивость новых кадров к развитию энергетики будущего;

4) развитие целевой контрактной подготовки кадров для предприятий ТЭК; совершенствование системы проектного управления кадровым потенциалом; стимулирование переподготовки кадров ТЭК с учетом новых технологических вызовов;

На уровне компаний:

5) пересмотр действующих в компаниях стандартов и нормативов, определяющих нормативную численность персонала ТЭК, с учетом внедрения новых технологий, возможности совмещения профессий, соблюдения техники безопасности;

6) повышение привлекательности работы в ТЭК за счет формирования конкурентоспособного компенсационного пакета, популяризации инженерных/рабочих профессий, развития социального партнерства между работодателем и работниками;

7) формирование компаниями отдельного бюджета (в размере не меньше, чем соответствующая доля в фонде оплаты труда ведущих международных отраслевых компаний) на повышение квалификации, а также переподготовку сотрудников в профильных образовательных организациях;

8) разработка 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;

9) поддержка вузов энергетической направленности посредством оснащения современным оборудованием, совершенствования лабораторной базы и др.; создание на принципах сетевого взаимодействия отраслевых образовательных кластеров, создание совместно с ведущими компаниями крупных инженеринговых и проектных центров;

На уровне сектора образования:

10) создание Центров компетенций по исследованиям и образованию и Центров подготовки и переподготовки рабочих кадров для ТЭК;

11) внедрение и совершенствование современных организационных моделей образовательных организаций, в частности: модель научно-образовательного и производственного кластера, в которой исследовательская работа тесно сопряжена с образовательным процессом и внедрением научных разработок; модель сетевого взаимодействия образовательных организаций (консорциума), согласно которой изучение отдельных модулей может проходить в различных образовательных организациях по выбору учащегося;

12) внедрение современных методов обучения, в том числе: дистанционного образования с помощью on-line технологий; дуального образования, позволяющего совместить теоретическую подготовку на базе образовательной организации и практическую на базе рабочего места в компании; проектного подхода, включающего участие преподавателей инновационных дисциплин и студентов в проектах, создающих инновационные технологии и направленных на решение конкретных задач бизнеса и государства; инициатив по реформированию инженерного образования (CDIO⁴), направленных на углубление у студентов практических знаний и технических основ профессии, а также на формирование навыков в создании и эксплуатации новых продуктов;

13) актуализация образовательных программ с учетом потребностей рынка, в частности: включение в образовательные программы учебных курсов по развитию навыков междисциплинарного взаимодействия, командной работы и управления проектами, позволяющих студенту вырабатывать оптимальное решение поставленной задачи; регулярное

⁴CDIO – Conceive, Design, Implement, Operate (Задумай - Спроектируй - Реализуй – Управляй)

обновление образовательных стандартов; привлечение отраслевого бизнеса к разработке образовательных программ;

14) направление преподавательских кадров на стажировку в энергетические компании, организации РАН, отраслевые институты, исследовательские центры и центры компетенций;

15) повышение конкурентоспособности отечественных специалистов и образовательных программ за счет прохождения международной аккредитации и вхождения российских образовательных организаций высшего образования в число лучших энергетических университетов мира.

Реализация мер социальной политики и политики в области развития человеческого капитала в энергетическом секторе будет способствовать охране здоровья людей, уменьшению доли платежей за энергию в доходах населения, повышению уровня обеспеченности ТЭК квалифицированными кадрами и содействовать решению задач Стратегии, связанных со стимулированием развития экономики и повышением качества жизни населения, противодействием угрозам развитию ТЭК России.

4.10 Внешняя энергетическая политика

Целью внешней энергетической политики является сохранение и укрепление позиций России как одного из лидеров мирового энергетического рынка, снижение рисков монозависимости от экспорта топлива в Европу, регуляторных и рыночных рисков, а также увеличение доходности и диверсификация международной деятельности российских компаний при умеренном увеличении объемов экспорта первичных энергоресурсов.

Для достижения этой цели необходимо решение следующих задач:

1) повышение конкурентоспособности основных видов российских энергоресурсов и продуктов их переработки на внешних рынках, в том числе за счет жесткого отбора экспортных проектов по показателям их экономической эффективности, и реализация целенаправленной политики по снижению издержек;

2) обеспечение диверсификации направлений российского энергетического экспорта и его товарной структуры за счет строительства необходимой транспортной инфраструктуры и стимулирования роста доли энергоресурсов с высокой добавленной стоимостью (с уменьшением доли экспорта нефти и увеличением доли природного газа, прежде всего, СПГ, продукции нефте- и газохимии, электроэнергии, российских технологий, услуг российских компаний в сфере ТЭК, а также электроемкой продукции и услуг);

3) улучшение координации внешней энергетической политики с другими участниками рынков для выстраивания стабильных долгосрочных отношений с традиционными и новыми потребителями российских энергоресурсов;

4) обеспечение отражения национальных интересов России в трансформирующейся системе мировых энергетических рынков;

5) содействие развитию новых форм международного энергетического бизнеса и укреплению позиций российских компаний за рубежом.

Поставленные задачи будут решаться в условиях создания общих энергетических рынков Евразийского экономического союза с использованием следующих мер:

1) развитие сотрудничества в области энергетики со странами Содружества Независимых Государств, Европейского союза, Шанхайской организации сотрудничества, БРИКС, Ассоциации государств Юго-Восточной Азии, со странами Черноморского и Каспийского региона, Северной Америки, Латинской Америки, арктическими государствами, с другими международными организациями и государствами;

2) адаптация экспортной политики России на европейском газовом рынке; развитие энергодиалога и сбалансированной взаимовыгодной системы взаимоотношений с азиатскими потребителями российских энергоресурсов;

3) активное участие в международных переговорах по энергетическим вопросам, обеспечение баланса интересов импортеров, экспортеров и транзитеров энергоресурсов в международных договорах и деятельности международных организаций; координация деятельности на мировых рынках нефти и газа со странами Организации стран – экспортеров нефти и Форума стран – экспортеров газа;

4) содействие обеспечению благоприятного и недискриминационного режима деятельности отечественных энергетических и сервисных компаний (а также иностранных компаний с долевым участием российских лиц) на мировых рынках, включая их доступ к зарубежным рынкам энергоресурсов, технологий и рынкам конечного энергопотребления;

5) разработка механизмов мониторинга изменений конъюнктуры внешних рынков ТЭР;

6) создание благоприятных налоговых, тарифных и таможенных условий для диверсификации экспорта энергоресурсов, а также содействие созданию необходимой для этого транспортной инфраструктуры; проведение скоординированной политики в области экспорта, связанной с выводом на внешние рынки взаимозаменяемых видов топлива;

7) активное участие России в международном сотрудничестве по развитию технологий энергетики будущего (термоядерной и малой атомной энергетики; использования

газогидратов и энергии морских приливов; системных, потребительских и транспортных аккумуляторов; интеллектуальных систем управления и др.);

8) содействие расширению международного сотрудничества в области обеспечения экологической безопасности и противодействия изменению климата на планете;

9) проведение необходимых гидрографических работ, формирование долгосрочной программы исследований Арктики, обеспечение международно-правового документального оформления внешней границы континентального шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане и признания спорной территории (континентальной части арктического шельфа) исключительной экономической зоной России; укрепление разноформатного международного сотрудничества в Арктике; содействие развитию арктического региона, в том числе посредством активного развития Северного морского пути;

10) содействие формированию общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства (сырой нефти, нефтепродуктов, природного газа, угля и электроэнергии) с едиными 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 (как второй этап евразийской энергетической интеграции);

11) стимулирование реализации совместных проектов стран ЕЭП, включая трансграничное сотрудничество в вопросах недропользования на дне Каспийского моря и решении водно-энергетических проблем, модернизацию и сооружение общей транспортной и энергетической инфраструктуры (в том числе для транзита энергоресурсов), создание общих ресурсно-производственных кластеров и производственных цепочек;

12) обеспечение прозрачности энергетической политики Российской Федерации и координация ее энергетической стратегии с перспективными планами и энергетическими стратегиями других участников рынка (улучшение качества статистики по энергетическому сектору, разработка стратегий и дорожных карт взаимодействия и др.).

Указанные меры будут способствовать сохранению лидирующей роли России в международной торговле топливом, укреплению энергетической безопасности страны и содействовать решению задач Стратегии, связанных с развитием внешнеэкономической деятельности, противодействием угрозам развитию ТЭК России.

5 Перспективы развития ТЭК и его отраслей

5.1 Рациональный топливно-энергетический баланс

Прогнозный топливно-энергетический баланс (ТЭБ) как система взаимосвязанных частных (по видам топлива и энергии) и сводных балансов страны и регионов служит наиболее адекватной характеристикой развития производственной структуры энергетического сектора. При его оптимизации во взаимной увязке с перспективами экономического развития страны определяются также параметры мер государственной энергетической политики.

В Стратегии расходная (внутренние потребности и экспорт) и приходная (производство энергоресурсов в отраслях ТЭК) части ТЭБ сформированы путем оптимизации по критерию общехозяйственной эффективности (максимум роста ВВП) с учётом изложенных в разделе 4 целей, задач и мероприятий государственной энергетической политики.

Сводные характеристики рациональных ТЭБ страны для двух сценариев Стратегии даны в Приложении Д.

Для обеспечения рационального внутреннего спроса и экспортных поставок энергоресурсов в Стратегии предусмотрено решение следующих задач развития и совершенствования расходной части оптимизированного ТЭБ:

1) после преодоления спада и восстановления на первом этапе Стратегии внутреннего спроса на первичную энергию увеличить его в 2015-2035 годах на 13 % в консервативном и 19 % в целевом сценариях; при этом прогнозируемый рост ВВП будет обеспечен частично за счет прироста потребления энергии, частично - за счет реализации организационных и технологических энергосберегающих мероприятий, но в основном – за счет совершенствования отраслевой и продуктовой структуры экономики;

2) ускорить электрификацию основных сфер деятельности с увеличением потребления электроэнергии на 24 % в консервативном и на 36 % в целевом сценариях при обеспечении на втором этапе Стратегии части годового прироста электропотребления за счет развития и использования новых технологий производства и аккумулирования электроэнергии, интеллектуальных энергосистем с замещением расхода органического топлива на транспорте, в коммунальном хозяйстве и производственных процессах;

3) стабилизировать долю природного газа в общем энергопотреблении на уровне 53–54 % и долю нефтепродуктов – в пределах 17–18 %, при увеличении доли неуглеродных энергоресурсов с 13,6 до 14-15 % с соответствующим сокращением доли твёрдого топлива;

4) сменить многолетнюю стабильность территориальной (в разрезе федеральных округов) структуры энергопотребления на опережающий рост потребления энергии в энергоизбыточных восточных районах страны (с увеличением доли Сибирского и Дальне-

восточного федеральных округов в общероссийском объеме потребления ТЭР в 2015-2035 годах с 21% до 22-24%);

5) преодолеть на первом этапе Стратегии спад экспорта энергоресурсов и увеличить его к 2035 году на 2 % в консервативном и на 20 % в целевом сценариях за счет увеличения поставок на рынки АТР в 2,5-3,1 раза (что увеличит долю восточного направления в российском энергетическом экспорте с 15 до 36-39%) при уменьшении экспорта в ближнее зарубежье (на 22-39%) и на европейский рынок (на 12–20 %);

6) совершенствовать продуктовую структуру экспорта энергоресурсов с повышением доли газа в 2015-2035 годах с 26 % до 33–34 % (в т. ч. в виде сжиженного газа) с уменьшением нефтяного экспорта с 66 до 53–54 % в основном за счёт четырехкратного сокращения вывоза темных нефтепродуктов.

Обеспечение эффективного внутреннего и внешнего спроса требует решения следующих задач развития и совершенствования производственной структуры энергетики (приходная часть ТЭБ):

1) после преодоления спада и восстановления на первом этапе Стратегии производства первичной энергии увеличить его в 2015-2035 годах на 10 % в консервативном и 22 % в целевом сценариях;

2) повысить в общем производстве долю природного газа с 39,2 % до 45–46 %, а также долю неуглеродных энергоресурсов с 7,3 до 8–9 % к 2035 году при снижении доли нефти с 40 до 33 % и сохранении доли угля на уровне 12-13 %;

3) обеспечить опережающее развитие переработки топлива с получением продукции высокой добавленной стоимости при увеличении выхода светлых нефтепродуктов с 57,9% до 73-74% в 2015-2035 годах, обеспечении переработки около 1/3 объема добычи газа, наращивании производства сжиженного природного газа в 4,7-5,3 раза к 2035 году;

5) диверсифицировать добычу (производство) энергетических ресурсов по территории страны, приближая её к внутренним потребителям и пунктам экспорта и замедляя рост межрайонных перевозок топлива, обеспечивая в 2015-2035 годах снижение доли Уральского и Приволжского федеральных округов в общероссийском объеме производства первичной энергии с 69 до 66-67% при увеличении доли Сибирского и Дальневосточного федеральных округов с 21 до 22-23% .

Решению этих задач будет способствовать реализация определённых в разделе 4 мероприятий государственной энергетической политики и нормативное закрепление роли отчетных и прогнозных топливно-энергетических балансов как инструмента анализа и устранения диспропорций, эффективного управления развитием ТЭК и его отраслей

5.2 Развитие сырьевой базы ТЭК

Развитие ресурсной базы будет обеспечивать текущий уровень добычи нефти, существенное увеличение добычи газа и возможности наращивания добычи угля, что потребует вовлечения в оборот запасов углеводородов с повышенными затратами на добычу и транспортировку.

При текущем состоянии запасов нефти и газа, условиях недропользования и прогнозируемых уровнях их добычи потребуются увеличение объёма геологоразведочных работ с приростом до 13–15 млрд т запасов нефти и 25–27 трлн куб. м запасов газа. Для этого объёмы глубокого бурения на нефть и газ в период до 2035 года достигнут 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). Но текущие 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 на 50 %. В связи с этим, все большая доля прироста запасов углеводородов будет связана с освоением новых объектов, в том числе на шельфах арктических, дальневосточных и южных морей. В частности, предполагается существенный прирост запасов нефти для получения намечаемых уровней её добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, но обеспечить его – очень трудная задача. Учитывая географическое распределение прогнозных ресурсов нефти и газа, а также достигнутый уровень геолого-геофизической изученности, предполагается ускоренный рост подготовки запасов углеводородов в российском секторе Каспийского моря, на континентальном шельфе Баренцева, Карского и Охотского морей. Большое внимание будет уделяться изучению перспективных ресурсов и запасов сланцевого газа, газа угольных пластов и газогидратов с определением основных регионов их эффективного извлечения.

Россия обладает одним из крупнейших в мире угольным сырьевым потенциалом, а благоприятные для освоения (активные) запасы углей составляют 165 млрд т, из них до 90 % приходится на месторождения Сибирского и 7 % – Дальневосточного федеральных округов. Учитывая роль угля в ТЭБ, а также необходимость обеспечения коксохимической промышленности углем дефицитных марок, потребуется увеличение динамики воспроизводства сырьевой базы твердого топлива. В результате геологоразведочных работ ожидается существенный прирост запасов каменных и бурых углей. При этом среднегодовые темпы роста балансовых запасов угля к 2035 году будут не ниже 2%.

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 отечественного производства урана 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.

Развитие сырьевой базы ТЭК по этапам реализации Энергетической стратегии представлено в Приложении Е.

5.3 Нефтяная отрасль

Целями развития нефтяной отрасли являются:

- 1) бесперебойное и эффективное удовлетворение экономически обоснованного внутреннего спроса на нефтепродукты необходимого качества;
- 2) сохранение и укрепление экономически эффективных позиций России на экспортных рынках нефти и нефтепродуктов с учётом политических интересов и необходимых валютных поступлений в бюджет страны;
- 3) повышение экономической и экологической эффективности отрасли на базе широкого использования передовых технологий (с растущей локализацией их производства) при разработке все более сложных ресурсов углеводородного сырья.

Развитие нефтяной отрасли сталкивается со следующими вызовами:

- увеличение затрат на добычу в связи с преобладанием труднодоступных запасов нефти и большой выработанностью действующих месторождений, что усложняет удержание достигнутых уровней добычи нефти;
- ухудшение физико-химических характеристик добываемой нефти;
- стагнация внешнего спроса при снижении к 2035 году экспорта российской нефти в Европу на 9-20 %, насыщение этого рынка дизельным топливом и уменьшение нефтяного экспорта в ближнее зарубежье.

В рамках реализации стратегических инициатив, связанных с развитием ТЭК в восточных районах страны и с развитием действующих нефтегазоносных провинций, в нефтяной отрасли необходимо решить следующие задачи:

1. Коренная модернизация и развитие отрасли на базе передовых технологий преимущественно отечественного производства, что приведет к увеличению проектного коэффициента извлечения нефти на 15 процентных пунктов, освоению трудноизвлекаемых ресурсов в объёмах до 1/5 общей добычи нефти и повышением на 18 процентных пунктов глубины переработки нефти с производством моторных топлив высших экологических классов.

2. Обновление и развитие на передовой технологической базе и интеллектуализация систем контроля и управления сети нефте- и нефтепродуктопроводов с увеличением её пропускной способности соответственно росту объёмов и диверсификации внешних и внутренних поставок жидких углеводородов.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, были определены оптимальные пути по альтернативным вариантам решений в нефтяной отрасли.

По первому альтернативному варианту решений (переход к налогообложению финансового результата или стабилизация налогового режима по итогам «маневра»), предусматривается, что на первом этапе Стратегии, наряду с осуществлением «налогового маневра», будет осуществляться апробация налогообложения финансового результата (НФР) в рамках пилотных проектов, по итогам которой новый режим будет распространен на определенное число месторождений. При успешности пилотных проектов, на втором этапе Стратегии предполагается переход к режиму недропользования, при котором НФР применяется для стимулирования мер увеличения нефтеотдачи и добычи трудноизвлекаемых ресурсов.

Относительно второго альтернативного варианта решений (поддержка малых и средних компаний или вертикально-интегрированных компаний), предполагается, что на первом этапе Стратегии будет сохраняться существенная роль вертикально-интегрированных компаний в связи с необходимостью концентрации инвестиций в условиях кризиса, а на втором этапе значение таких компаний будет сокращаться. При этом на всем прогнозном периоде будет осуществляться преимущественная поддержка малых и средних компаний, обусловленная, в том числе, ухудшением структуры запасов углеводородов, требованием по повышению эффективности капитальных затрат, необходимостью повышения гибкости и адаптивности к изменениям конъюнктуры.

По третьему альтернативному варианту решений (допуск негосударственных компаний на шельф или сохранение государственной монополии на шельфе), в Стратегии предусмотрен постепенный переход от государственной монополии на разработку шельфовых месторождений углеводородов к допуску к ним негосударственных российских компаний, что позволит привлечь дополнительные инвестиционные и технологические

ресурсы и, таким образом, активизировать процесс освоения запасов нефти на континентальном шельфе.

В соответствии с принятыми решениями, сформированы сценарии развития нефтяной отрасли на период до 2035 года и комплекс необходимых для их реализации мероприятий государственной энергетической политики.

В целевом сценарии предполагается поддержание добычи нефти и газового конденсата на современном уровне (525 млн т), а в консервативном сценарии – обеспечение в 2035 году не менее 90 % от современного уровня добычи.

Предстоит глубокая трансформация отрасли. Эксплуатируемые и введенные в разработку в последние годы новые месторождения обеспечат в 2035 году менее половины добычи нефти, остальное будет получено из прироста запасов. Для этого необходимо наращивать объемы поисково-разведочного бурения, а объемы поискового бурения будут существенно превышать разведочное. Существенным фактором обеспечения добычи будет увеличение на 15 процентных пунктов коэффициента извлечения нефти и получение из трудноизвлекаемых запасов около 90 млн т нефти.

Уже на первом этапе Стратегии будет утилизироваться не менее 95 % извлекаемого попутного нефтяного газа, при этом повысится эффективность его использования.

Переработка нефти после текущего роста уменьшится на 7-11% на первом этапе и на 16-20% (с 294 до 235–246 млн т) к 2035 году, а её эффективность повысится благодаря реконструкции действующих и строительству новых установок, а также закрытию неэффективных малых предприятий. Глубина переработки нефти при этом увеличится на первом этапе Стратегии на 10-11 процентных пункта и к 2035 году – на 17-18 процентных пункта (с 72,3 до 89-90 %), а выход светлых нефтепродуктов в 2015-2035 годах увеличится на 16-17 процентных пункта (с 57,9 до 73–74 %). Производство нефтяного моторного топлива вырастет на первом этапе Стратегии на 12-23 %, к 2035 году – на 10-16% с приоритетом обеспечения внутреннего рынка при опережающем росте потребления дизельного топлива и уменьшении на втором этапе потребления бензина.

Широкое развитие получит нефтехимическая и газохимическая промышленность, поскольку сырьевая база углеводородов приобретает всё более комплексный характер – большинство месторождений содержат нефть, газ и конденсат, а также имеют сложный компонентный состав. Будет активно применяться кластерный подход к формированию центров по глубокой переработке углеводородов с обеспечением для малых и средних компаний доступа к продуктам ранних стадий передела – для расширения выпуска малотоннажной наукоемкой химической продукции более высоких стадий передела.

Экспорт сырой нефти на первом этапе увеличится на 7-8%, к 2035 году – на 3-18%. Усилятся территориальная диверсификация вывоза нефти и нефтепродуктов. Доля европейского направления в экспорте нефти сократится к 2035 году на 14-15 процентных пункта (с 66 до 50-51%) за счет роста в 1,8-2,2 раза (с 51 до 90-110 млн т) поставок в восточном направлении. Экспорт мазута снизится почти в 4 раза, а вывоз моторного топлива в консервативном сценарии практически не изменится, в целевом сценарии – увеличится на 6%.

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов будет развиваться адекватно росту объемов и диверсификации внешних и внутренних поставок жидких углеводородов. Будет, в частности, существенно увеличена пропускная способность нефтепроводов на рынки АТР. Также будет реализован ряд проектов по строительству новых и развитию существующих магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, в том числе для обеспечения моторными топливами крупных центров потребления, что усилит конкуренцию на региональных рынках моторных топлив.

Для решения задач нефтяной отрасли будут использованы следующие меры:

1) Развитие 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 для увеличения прозрачности ценообразования и систему использования указанных индикаторов в анти-монопольном регулировании;

- введение российских маркерных сортов нефти и организация торговли ими на российских и зарубежных биржах для снижения волатильности цен на нефть.

2) Совершенствование налогообложения нефтяной отрасли, в том числе:

- осуществление «налогового маневра» в нефтяной отрасли;
- проведение поэтапного тестирования налогообложения финансового результата;

3) Импортозамещение, в том числе:

- предоставление льготных условий для производства оборудования для добычи углеводородов на арктическом шельфе на отечественных промышленных площадках (требования по локализации, механизмы таможенных пошлин);

- освоение комплекса технологий добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти; освоение производства широкой гаммы современных технических средств, включая морские буровые установки различного типа, добывающие технологические платформы;

4) Решение проблемы изменения качества нефти, включая вопросы снижения доли серы.

5) Совершенствование экономических стимулов добычи и переработки высоко- и сверхвязкой нефти и переработки высокосернистой нефти.

6) Синхронизация сроков развития транспортной инфраструктуры со сроками ввода добычных проектов.

7) Снятие основных инфраструктурных, технологических и иных препятствий рациональному использованию попутного нефтяного газа и минимизации объемов его сжигания на факелах.

8) Продолжение модернизации нефтеперерабатывающих мощностей, повышение глубины нефтепереработки, в том числе:

- завершение работы по внедрению стандартов качества моторного топлива (до Класс 5 включительно);

- сохранение дифференциации акцизов на нефтепродукты в зависимости от качества (класса) топлива, при поэтапном снижении ставок акцизов для сдерживания роста цен;

- развитие отечественных технологий глубокой переработки «тяжелой» нефти; обеспечение технических мероприятий, направленных на увеличение числа процессов глубокой переработки нефтяных остатков на отечественных НПЗ;

- обеспечение государственной поддержки формирования нескольких групп нефтегазохимических кластеров; предоставление налоговых льгот для компаний, осуществляющих НИОКР в рамках приоритетных направлений в нефтегазохимической отрасли

Развитие нефтяной отрасли подробнее представлено в Приложении Ж.

5.4 Газовая отрасль

Целями развития газовой промышленности являются:

1) приоритет бесперебойного и экономически эффективного удовлетворения внутреннего спроса на газ с расширением газифицированной территории страны;

2) сохранение и укрепление экономически эффективных позиций России на экспортных рынках сетевого и сжиженного газа с учётом политических интересов и необходимых валютных поступлений в бюджет страны;

3) развитие единой системы газоснабжения с перспективой ее расширения на восток России и усиления на этой основе интеграции регионов страны;

4) крупномасштабное развитие газопереработки и газохимии;

5) повышение экономической и экологической эффективности отрасли на базе широкого использования передовых (преимущественно отечественных) технологий при освоении остаточных и разработке все более сложных новых ресурсов газа, а также при транспортировке, переработке и хранении газа.

Развитие газовой отрасли сталкивается со следующими вызовами:

- удорожание разработки и поставок газа на внутренние и внешние рынки в связи с сокращением находящихся в разработке высокопродуктивных и неглубоко залегающих запасов, сложными природно-климатическими условиями и удаленностью новых районов добычи газа от центров потребления;
- сокращение или замедление роста спроса на российский газ на Украине и в Центральной и Западной Европе и неопределённости с транзитом сетевого газа на европейский рынок;
- повышение конкуренции на мировых рынках вследствие развития рынка СПГ.

В рамках реализации стратегических инициатив, связанных с развитием ТЭК в восточных районах страны и с развитием действующих нефтегазоносных провинций, в газовой отрасли необходимо решить следующие задачи:

1) Освоение на базе передовых технологий (в основном отечественного производства) экономически приемлемых ресурсов газа в традиционных и новых (Восточная Сибирь и Дальний Восток) районах и на шельфах морей с существенным ростом добычи газа.

2) Коренная модернизация и развитие Единой системы газоснабжения (ЕСГ) на базе передовых (в основном отечественных) технологий с ростом газотранспортной деятельности, опережающим рост добычи газа; создание фрагмента ЕСГ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с возможностями интеграции в ЕСГ страны.

3) Обеспечение глубокой переработки третьей части добываемого газа с многократным увеличением объёма извлекаемых сопутствующих углеводородов и гелия, развитие газохимической промышленности, в том числе для замещения расхода нефтепродуктов.

4) Расширение применения газомоторного топлива.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, были определены оптимальные пути по альтернативным вариантам решений в газовой отрасли.

Относительно первого альтернативного варианта решений (регулирование цен или переход к рыночным ценам на газ), на первом этапе Стратегии предусматривается совершенствование регулирования цен на сетевой газ, на втором этапе - осуществление перехода к установлению рыночных цен, что обеспечит достаточные инвестиции нефтегазо-

вых компаний, устранение диспропорций внутренних цен на основные виды топлива и развитие межтопливной конкуренции.

По второму альтернативному варианту решений (развитие конкуренции на внутреннем рынке газа или сохранение текущей структуры рынка), предполагается реализация мер по развитию конкуренции на внутреннем газовом рынке с обеспечением прозрачного доступа для всех участников рынка к газотранспортной инфраструктуре, несмотря на то, что на первом этапе Стратегии во многом будет сохраняться текущая структура рынка газа.

В соответствии с принятыми решениями, сформированы сценарии развития газовой отрасли на период до 2035 года и комплекс необходимых для их реализации мероприятий государственной энергетической политики.

В газовой отрасли ставится задача преодолеть спад добычи природного и попутного газа и увеличить её на 3-17% на первом этапе Стратегии и на 29-39% (с 639 до 821–885 млрд куб. м) к 2035 году. Увеличение добычи газа в районе Обско-Тазовской губы в 1,4-1,6 раза, а также создание новых центров добычи на полуострове Ямал, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на шельфах морей не только компенсирует ожидаемое к 2035 году снижение добычи газа на 19% в Надым-Пур-Тазовском районе, дающем ныне до 74 % добычи газа в стране, но и обеспечит достижение указанных объемов добычи.

Предстоит глубокая перестройка производственной и транспортной структуры отрасли с освоением добычи и переработки газа многокомпонентных месторождений, в том числе в сложных условиях на востоке страны, и увеличением объемов производства сжиженного газа в 4,7-5,3 раза.

Нефте- и газохимическую промышленность намечено развивать в шести кластерах – Северо-Западном, Волжском, Западно-Сибирском, Каспийском, Восточно-Сибирском и Дальневосточном, – которые размещены вблизи источников сырья и рынков сбыта. Их основу составят базовые крупнотоннажные топливперерабатывающие и химические производства, а периферию – средние и мелкие предприятия по производству отдельных видов готовой продукции и/или полуфабрикатов более высокого передела.

Газотранспортная деятельность ЕСГ будет увеличиваться быстрее роста добычи газа. При этом ожидается значительное уменьшение удельного расхода газа на перекачку за счёт использования новых технологий и электропривода компрессоров. В рамках проекта «Сила Сибири» будет создаваться новая система газопроводов на территории от Байкала до Сахалина с возможностью последующей её интеграции с ЕСГ в транс-евразийскую газоснабжающую систему.

Внутреннее потребление газа в 2015-2035 годах увеличится на 17-24%. При этом доля электростанций и центральных котельных в потреблении газа сократится на 5-6 процентных пункта (с 54 до 48-49%), доля коммунально-бытовых нужд – увеличится на 1 процентный пункт (с 16,9 до 17-18%).

Экспорт газа увеличится в 2015-2035 годах на 36-53% (с 208 до 283-317 млрд куб. м) . При этом на 34-59% сократятся поставки газа в страны СНГ; увеличится на 2–10 % его экспорт на европейский рынок; в 8,6–9,2 раза увеличится экспорт газа на азиатский рынки.

Для решения задач газовой отрасли будут использованы следующие меры:

1) Совершенствование внутреннего рынка газа с выравниванием условий для всех его участников и проработка ко второму этапу Стратегии модели дальнейшего функционирования рынка с учетом складывающихся социально-экономических и политических условий.

2) Совершенствование тарифообразования на транспортировку газа.

3) Решение проблемы пользования подземными хранилищами газа.

4) Совершенствование доступа к магистральным трубопроводам, в том числе: завершение разделения естественно-монопольных видов деятельности от конкурентных в системе ОАО «Газпром».

5) Совершенствование биржевых механизмов реализации газа, в том числе:

- обеспечение поэтапного расширения биржевой торговли природным газом (в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 323 от 16 апреля 2012 года) с дальнейшим наращиванием объемов и последующим переходом к использованию их биржевых цен в основном ценовом маркере для внутреннего рынка;

- обеспечение обязательного резервирования мощностей транспортных систем для функционирования биржевой торговли природным газом.

6) Совершенствование налогообложения газовой отрасли, в том числе:

- внедрение установленного Федеральным закон №263-ФЗ от 30.09.2013 нового порядка исчисления суммы налога на добычу полезных ископаемых при добыче природного газа и газового конденсата;

- сохранение действующих льгот по НДС при добыче природного газа на шельфе арктических морей и на Ямале и таможенно-тарифного регулирования экспорта СПГ из указанных районов.

7) Устранение перекрестного субсидирования.

8) Дальнейшая газификация регионов, в том числе: проведение специализированных исследований по разработке технологий поиска и добычи нетрадиционных газовых

ресурсов; освоение комплекса технологий и высокоэффективных модульных установок для разработки значительных трудноизвлекаемых запасов низконапорного газа и др.

9) Совершенствование ценообразования в рамках текущих принципов, в том числе:

- совершенствование государственного регулирования границ цен на сетевой газ при их росте до уровня, обеспечивающего межтопливную конкуренцию на внутренних энергетических рынках (при этом на всех этапах Стратегии будет обеспечена безубыточность поставок природного газа на внутренний рынок);

- формирование условий для перехода от регулирования оптовых цен на газ к регулированию тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам.

10) Адаптация экспортной политики России на европейском газовом рынке к новым тенденциям развития и трансформации регулирования (имплементация Третьего энергетического пакета, ожидаемое введение Целевой модели рынка природного газа) и к новым моделям ценообразования.

11) Нарращивание международной кооперации в целях обеспечения стабильного роста использования природного газа как доступного и наиболее экологически чистого источника энергии, в различных формах, включая моторное топливо и промышленное сырье.

Более подробно развитие газовой отрасли представлено в Приложении И.

5.5 Угольная промышленность

Целями развития угольной промышленности являются:

1) надежное и эффективное удовлетворение растущего внутреннего спроса на уголь нужного качества и продукты его переработки;

2) сохранение и укрепление позиций на внешних рынках с сохранением и, при возможности, увеличением на 32% экспорта угля с переориентацией большей части его объема на азиатский рынок;

3) обеспечение конкурентоспособности угольной продукции с заменяющими его энергоресурсами и альтернативными поставщиками в условиях насыщенности внутреннего и внешнего рынков;

4) кардинальное повышение производительности труда в отрасли при росте уровня безопасности добычи угля и снижении вредных воздействий на окружающую среду.

Развитие угольной промышленности сталкивается со следующими вызовами:

- усиление конкуренции в международной торговле из-за вероятного замедления темпов роста мирового спроса на уголь;

- ограниченная конкурентоспособность угля в условиях сдерживания цен на внутреннем рынке газа;

- увеличения затрат на добычу и транспортировку угля в России.

В рамках реализации стратегической инициативы, связанной с развитием ТЭК в восточных районах страны, в угольной промышленности необходимо решить следующие задачи:

1) Создание новых центров угледобычи в Республике Саха (Якутия), Республике Тыва, Забайкальском крае и других регионах, преимущественно на востоке страны.

2) Замедление роста и снижение затрат на добычу угля за счёт использования передового оборудования и методов добычи угля, повышение рыночной эффективности путём развития обогащения и глубокой переработки угля с комплексным использованием сопутствующих ресурсов при кратном снижении зависимости отрасли от импорта технологий и оборудования.

3) Оптимизация транспортной логистики и широкое использование механизмов долгосрочного тарифообразования. Ликвидация «узких мест» в пропускной способности железных дорог, прежде всего, на Транссибе, БАМе и Дальневосточной железной дороге, ускоренное развитие угольных терминалов особенно в Тихоокеанском бассейне.

4) Повышение эффективности антимонопольного регулирования рынков угля и качества корпоративного управления в угольной промышленности.

5) Обеспечение промышленной и экологической безопасности и охраны труда, интенсификация природоохранных мероприятий в отрасли.

6) Полное обеспечение отрасли квалифицированными кадрами.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, был определен оптимальный путь по альтернативному варианту решений в угольной промышленности (сохранение или прекращение субсидирования железнодорожных перевозок угля на экспорт). Предполагается сохранение субсидирования железнодорожных перевозок угля на экспорт в целях повышения конкурентоспособности российского угля на экспортных рынках.

В соответствии с принятым решением, сформированы сценарии развития угольной промышленности на период до 2035 года и комплекс необходимых для их реализации мероприятий государственной энергетической политики.

В угольной промышленности добыча угля на первом этапе Стратегии в консервативном сценарии сократится на 1%, в целевом сценарии – увеличится на 3%. В 2015-2035 годах предполагается увеличение добычи угля на 1-23% (с 362 до 365–445 млн т). В Кузбассе добыча угля к 2035 году в консервативном сценарии сократится на 4%, в целевом –

увеличится на 8%. На Дальнем Востоке добыча угля в 2015-2035 годах увеличится в 1,2-2,1 раза, в Восточной Сибири – на 10-27%.

В период до 2035 года ожидается повышение в 3,4–3,7 раза производительности труда в угольной отрасли и удвоение доли обогащённых и сортовых энергетических углей в общей их добыче.

Экспорт угля увеличится на первом этапе Стратегии на 1-8%, к 2035 году – на 2-32% (с 153 до 156-202 млн т) при существенном росте экспорта коксующихся углей, прежде всего, в страны АТР.

Для решения задач угольной отрасли будут использованы следующие меры:

1) Разработка и внедрение новых подходов к налогообложению добычи угля, в том числе:

- проработка на втором этапе реализации Стратегии вариантов совершенствования НДС на уголь, включая освобождение от его уплаты на начальном и конечном этапах добычи, дифференциацию ставок налога с учётом условий конкуренции угля с другими видами топлива, формирование механизма «защиты» целевого использования финансовых средств от скидок с НДС по факторам опасности работ при добыче угля, индексирование составляющих частей НДС на основе биржевых котировок цен на уголь, регистрируемых на товарно-сырьевой бирже;

- установление таможенных пошлин на импортируемый коксующийся уголь при освобождении от обложения таможенными пошлинами машин и оборудования для угольной промышленности, не имеющих российских аналогов.

2) Проработка возможности корректировки тарифов на перевозки угля железнодорожным и водным транспортом с учётом цен на внешних рынках.

3) Разработка и реализация комплекса мер по стимулированию биржевой торговли угольной продукцией.

4) Широкое использование техники и технологий, обеспечивающих повышение качества добываемого угля, создание оборудования для производства, транспортировки и хранения стандартизованного угольного топлива.

5) Государственная поддержка проектов глубокой переработки и обогащения угля; развития производства синтетического жидкого топлива, газообразных продуктов глубокой переработки угля; развития комплексного использования сопутствующих ресурсов и отходов переработки угля; развития энерготехнологических кластеров.

6) Последовательное приведение нормативных требований к организациям угольной отрасли в сфере охраны окружающей среды в соответствие с мировыми стандартами.

7) Выполнение проектов ликвидации организаций угольной промышленности для завершения реструктуризации отрасли в увязке с мерами социальной защиты высвобождаемых работников.

8) Разработка нормативных документов в области безопасности в угольной промышленности, разработка социальных стандартов, создание системы обязательного страхования персонала предприятий.

Развитие угольной промышленности подробнее представлено в Приложении К.

5.6 Сектор преобразования энергии – электроэнергетика и централизованное теплоснабжение

Целями развития сектора преобразования энергии - электроэнергетики и централизованного теплоснабжения – являются:

1) надёжное удовлетворение экономически оправданного роста потребностей страны в электрической и тепловой энергии (мощности) при доступности цен и энергетической инфраструктуры;

2) глубокая модернизация и развитие производственной базы сектора со снижением износа основных фондов и повышением энергетической и экономической эффективности производства, транспорта и распределения энергии;

3) эффективное сочетание централизации энергоснабжения с развитием распределённой генерации и интеллектуализацией энергетических систем;

4) совершенствование рыночных отношений и государственного регулирования для усиления конкурентных возможностей потребителей и повышения эффективности инвестиций с целью сдерживания роста цен на электроэнергию и тепло.

Развитие сектора сталкивается со следующими вызовами:

- большой износ основных фондов при недостатке стимулов для вывода их из эксплуатации;

- несовершенство действующей модели ценообразования на рынке тепла и электроэнергии, а также недостаток конкуренции на оптовом и розничном рынках энергии и мощности;

- чрезмерное использование импортного оборудования;

- непоследовательная ценовая политика;

- недостаточный уровень доступности энергетической инфраструктуры, наличие технологических барьеров на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

В рамках реализации стратегической инициативы, связанной с новой электрификацией страны, в секторе преобразования энергии – электроэнергетике и централизованном теплоснабжении – необходимо решить следующие задачи:

1) Вывод из эксплуатации физически и морально устаревшего энергетического оборудования с введением вдвое большего объема новых мощностей, преимущественно на базе использования отечественных технологий и оборудования.

2) Коренная модернизация и развитие Единой электроэнергетической системы с последовательным присоединением к ней объединённой энергосистемы Востока и изолированных энергосистем (с учетом возможных технико-экономических последствий) при обеспечении эффективной надёжности электроснабжения в сочетании с развитием распределённой генерации и интеллектуализацией систем.

3) Глубокая модернизация городских и промышленных систем централизованного энергоснабжения и формирование в них конкурентной среды, в том числе за счет развития распределённой генерации.

4) Оптимизация структуры и загрузки электро- и теплогенерирующих мощностей по типам генерации (с учётом маневренности оборудования) и видам используемых энергоресурсов как основа совершенствования структуры ТЭБ страны и регионов.

5) Интеграция электроэнергетики в Едином экономическом пространстве и увеличение экспорта электрической энергии и мощности (до 32-74 млрд кВт-ч), особенно на востоке страны.

6) Развитие конкуренции и методов государственного (в том числе антимонопольного) регулирования в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении для сдерживания роста цен электроэнергии и тепла вблизи уровня инфляции.

7) Преобладающее обеспечение сектора отечественным оборудованием и полное – квалифицированными кадрами.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, были определены оптимальные пути по альтернативным вариантам решений в секторе преобразования энергии – электроэнергетике и централизованном теплоснабжении.

Относительно первого альтернативного варианта решений (переход к долгосрочному ценообразованию на электроэнергию и тепло или сохранение существующей модели ценообразования), в целях обеспечения баланса интересов потребителей и производителей энергии на первом этапе Стратегии предусматривается совершенствование существующей модели ценообразования, на втором этапе – переход к долгосрочному ценообразованию на электроэнергию и тепло.

По второму альтернативному варианту решений (отказ от перекрестного субсидирования или его сохранение), на втором этапе Стратегии предполагается в основном ликвидировать перекрестное субсидирование в электроэнергетике и теплоснабжении между регионами и отдельными группами потребителей.

По третьему альтернативному варианту решений (развитие распределенной генерации или сохранение централизованной генерации), Стратегия предусматривает активное развитие распределенной генерации, особенно на втором этапе Стратегии, что будет способствовать повышению энергетической безопасности и инновационному развитию энергетики.

В соответствии с принятыми решениями, сформированы сценарии развития сектора преобразования энергии – электроэнергетики и централизованного теплоснабжения – на период до 2035 года и комплекс необходимых для их реализации мероприятий государственной энергетической политики.

В секторе преобразования энергии предусматривается преодоление спада и увеличение производства электроэнергии на первом этапе Стратегии на 8 %, 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) .

При сохранении доминирующей роли тепловых электростанций, их доля в производстве электроэнергии уменьшится на 2-5 процентных пункта (с 66 до 61–64 %). В сочетании с уменьшением удельных расходов первичной энергии в 2015-2035 годах на 10–13 % это приведет к росту потребления органического топлива всего на 11-16 %. При этом ожидается небольшое сокращение доли газа в расходе первичной энергии электростанциями на 4-6 процентных пункта (с 52 до 46–48 %).

Опережающее развитие в 2015-2035 годах 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 Стратегии снизится на 2%, но в целом за 2015-2035 годы он увеличится на 2-6% (с 1300 до 1325-1380 млн Гкал). При этом доля тепловых электростанций в отпуске тепла увеличится на 4-5 процентных пункта (с 45 до 49-50%), доля центральных котельных уменьшится на 5-6 процентных пункта (с 48 до 42-43%). Доля газа в расходе топлива котельными увеличится на 2 процентных пункта (с 74 до 76-77%). Централизованный отпуск тепла от атомных источников (АТЭЦ, АСТ) к 2035 году возрастет в 1,6–2 раза.

Для решения задач сектора будут использованы следующие меры:

1) Изменение модели рынка тепла 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;

- разработка нового механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику с целью упорядочивания инвестиционного процесса в 2016-2020 годах и последующие годы (после реализации уже заключенных ДПМ в 2012-2015 годах);

- усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг путём 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 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 теплоснабжения и стимулы для развития эффективных технологий, особенно когенерации;

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

2) Принятие долгосрочных и неизменных тарифных решений в электро- и теплоэнергетике, направленных на обеспечение отрасли необходимыми финансовыми ресурсами с учетом ликвидации перекрестного субсидирования, в том числе:

- обеспечение внедрения методик ФСТ России для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям и публикации параметров, используемых при расчете котловых тарифов;

- финансирование мер по ликвидации межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике с привлечением средств федерального бюджета, в том числе в Чукотском автономном округе до вывода Билибинской АЭС из эксплуатации;

- 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;

3) Принятие комплекса мер по обеспечению вывода из эксплуатации и модернизации физически и морально устаревшего оборудования, в том числе: ограничение использования устаревшего оборудования, не отвечающего современным технологическим и экологическим стандартам.

4) Государственная поддержка освоения технологий «чистого угля»; освоение экологически чистых угольных конденсационных энергоблоков.

5) Предотвращение загрязнения водных объектов и сохранение биологических ресурсов при эксплуатации ГЭС.

Развитие электроэнергетики и централизованного теплоснабжения представлено в Приложении Л.

5.7 Атомная энергетика и ядерный топливный цикл

Целями развития атомной энергетике и ядерного топливного цикла являются:

1) ускоренное развитие атомной энергетике на самой передовой технологической базе для эффективного обеспечения внутреннего рынка энергоносителей и достижения лидирующих позиций на внешних рынках строительства атомных электростанций, ядерных технологий, материалов и услуг;

2) существенное увеличение выработки электроэнергии на АЭС на внутреннем рынке для сбережения ресурсов ископаемого топлива и снижения выбросов парниковых газов;

3) сохранение и развитие научно-технологического потенциала и компетенций в остальных секторах атомной энергетике и ядерного топливного цикла;

4) создание технологической базы конкурентоспособной атомной энергетике на основе быстрых реакторов естественной безопасности с замкнутым ядерным топливным циклом, сохранения природного баланса радиоактивности при захоронении отходов и предотвращения распространения ядерных оружейных материалов.

Эти цели будут достигаться консолидацией всего атомного энергопромышленного комплекса, включающего АЭС, ядерный топливный цикл, строительный комплекс, маши-

ностроительную и приборную базы, информационные технологии, инжиниринговые структуры, исследования, разработку и проектирование объектов атомной энергетики, нацеленных на обеспечение конкурентоспособности и безопасности атомных электростанций и атомной промышленности.

Развитие атомной энергетики и ядерного топливного цикла сталкивается со следующими вызовами:

- требование безопасности функционирования атомного энергопромышленного комплекса;
- обеспечение экономической конкурентоспособности АЭС;
- ограниченность отечественной сырьевой базы атомной энергетики и ядерного топливного цикла;
- необходимость утилизации и переработки ОЯТ с учетом требований экологической безопасности.

В рамках реализации стратегической инициативы, связанной с новой электрификацией страны, в атомной энергетике и ядерном топливном цикле необходимо решить следующие задачи:

1. Повышение эффективности и конкурентоспособности атомной энергетики в целом, достижение уже на первом этапе Стратегии экономической конкурентоспособности новых АЭС за счет снижения удельных затрат на их сооружение при сохранении приоритета безопасности, не ограничивающего масштабы развития.

2. Содействие углублению электрификации национального хозяйства поставками дешёвой базисной электроэнергии, в том числе для замещения газа на компрессорах газопроводов, моторного топлива – на железнодорожном и автомобильном транспорте, газа и тепла – в жилом секторе.

3. Развитие единого комплекса: топливно-сырьевые ресурсы - производство энергии – обращение (в т.ч. переработка) с ОЯТ, компактизация и захоронение радиоактивных отходов.

4. Развитие отраслевой инвестиционной политики и целевых программ, которые обеспечивают устойчивость, обновление и повышение эффективности существующего потенциала и развитие ядерно-топливной базы и мощностей по переработке отработавшего топлива и утилизации радиоактивных отходов.

5. Удвоение производственных мощностей атомного машиностроения и строительномонтажных организаций для обеспечения на втором этапе Стратегии ежегодного ввода до двух энергоблоков в стране при увеличении поставок на экспорт.

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

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

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, был определен оптимальный путь по альтернативному варианту решений в секторе атомной энергетики и ядерного топливного цикла (рост доли АЭС в структуре энергобаланса или сохранение этой доли). Предполагается, что доля АЭС в структуре энергобаланса будет расти. Это позволит повысить энергетическую безопасность страны, снизить зависимость от углеводородного топлива, прежде всего – от природного газа.

В соответствии с принятым решением, сформированы сценарии развития атомной энергетики и ядерного топливного цикла на период до 2035 года и комплекс необходимых для их реализации мероприятий государственной энергетической политики.

В атомной энергетике и ядерном топливном цикле в период 2015-2035 годов предполагается 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 полном 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%.

Для решения задач атомной энергетики и ядерного топливного цикла будут использованы следующие меры:

1) Развитие сырьевой базы атомной энергетики на основе: развития 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.

2) 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.

3) 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.

4) Поддержка развития производственной базы атомной энергетики на основе: обеспечения требуемого объема поставок оборудования для атомных электростанций; повышения экономической эффективности работы предприятий энергетического машиностроения, находящихся в сфере ведения Государственной корпорации «Росатом», и их выхода на смежные рынки.

5) Поддержка разработки и создания информатизированной инфраструктуры управления жизненным циклом атомных электростанций, включая всю структуру атомного энергопромышленного комплекса.

6) Поддержка работы по увеличению выработки электроэнергии на атомных электростанциях на основе: реализации проектов серийного строительства атомных электростанций; продления срока эксплуатации действующих энергоблоков, программы интенсификации и увеличения коэффициента использования установленной мощности на всех этапах.

7) Политическая и экономическая поддержка экспорта технологий и услуг ядерно-энергетического сектора

Подробнее перспективы развития ядерной энергетики даны в Приложении М.

5.8 Нетрадиционные возобновляемые источники энергии

Целями развития сектора НВИЭ являются:

1) получение практического опыта промышленного освоения НВИЭ в природно-климатических условиях России с учётом экономических особенностей её энергетического сектора;

2) определённое сдерживание роста потребления органического топлива, диверсификация и повышение надежности энергоснабжения регионов и изолированных узлов, а также снижением выбросов вредных веществ, в том числе – парниковых газов;

3) освоение зарубежных и разработка отечественных методов, оборудования и материалов для альтернативной энергетики, а также создание средств и систем интеграции НВИЭ с электросетевыми объединениями

4) подготовка квалифицированных отечественных специалистов и формирование благоприятного отношения общества к «зеленой» энергетике.

Развитие сектора НВИЭ сталкивается со следующими вызовами :

- низкая конкурентоспособность проектов использования НВИЭ в существующей рыночной среде по сравнению с проектами на основе использования ископаемых видов органического топлива; неразвитость рынка НВИЭ в России;
- недостаточный объем инвестиций в развитие производственной базы, перспективных технологий, а также в пилотные и демонстрационные проекты в области НВИЭ;
- отсутствие общественного и профессионального согласия о роли НВИЭ в энергетике России;
- недостаточное количество квалифицированных инженерных и научных кадров.

В рамках реализации стратегической инициативы, связанной с новой электрификацией страны, сектору НВИЭ предстоит решение следующих задач:

1. 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.
2. Увеличение объемов ввода генерирующих мощностей, функционирующих на основе НВИЭ.
3. 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.
4. Координация мероприятий в области развития электроэнергетики и возобновляемой энергетики.
5. Полное обеспечение сектора НВИЭ квалифицированными кадрами.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, в соответствии с выбранными направлениями развития сформированы сценарии развития сектора НВИЭ на период до 2035 года и комплекс мероприятий государственной политики, необходимых для их реализации.

В секторе в 2015-2035 годах предполагается рост использования НВИЭ в 1,8-2 раза с увеличением их доли в энергопотреблении страны с 2,1 до 3,2-3,3%, в производстве первичной энергии – с 1,1 до 1,7-1,8%. Как и в настоящее время, этот эффект примерно поровну обеспечат использование а) биомассы (в основном дров и древесных отходов) и отходов в быту и сельском хозяйстве и б) освоение почти всего спектра НВИЭ в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении, но и здесь более половины составят промышленная биомасса и отходы.

Для решения задач сектора НВИЭ будут использованы 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 ВИЭ;
- создание системы контроля и статистической отчетности о выполнении целевых показателей по вводу мощности и производству электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии;
- разработка в субъектах Российской Федерации схем размещения объектов возобновляемой энергетики с учетом возможности их работы на оптовом и розничном рынках.

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; создание системы координации научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области использования НВИЭ;
- создание системы образования и подготовки кадров для возобновляемой энергетики (обучение специалистов в ВУЗах и на курсах повышения квалификации);
- разработка и принятие законодательных и нормативных документов, обеспечивающих стандартизацию 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;
- стимулирование создания новых производственных кластеров оборудования для НВИЭ в субъектах Российской Федерации, имеющих территориальные возможности, высокий солнечный, ветровой и рекреационный потенциал, включая Крымский федеральный округ.

Перспективы использования НВИЭ представлены в Приложении Н.

5.9 Взаимовлияние развития ТЭК и отраслей промышленности

ТЭК во взаимодействии с промышленностью выступает как поставщик топлива, энергии, сырья и как потребитель её продукции и услуг. В настоящее время на обрабатывающую промышленность приходится до третьей части потребляемой в стране первичной энергии и электроэнергии, расходуемых в основном в металлургии (трубы для ТЭК), ма-

шиностроении (энергетическое оборудование, электротехника, оборудование для нефтегазовой и угольной промышленности) и химической промышленности (реагенты, катализаторы). Здесь особенно важны цены на топливо и энергию, повышение которых может ограничить развитие отдельных отраслей промышленности и замедлить экономический рост в целом, что приведет к снижению спроса на продукцию ТЭК, снизит его инвестиции и затруднит внедрение новых технологий.

Российская промышленность обеспечивает значительную часть потребностей ТЭК, но по ряду видов высокотехнологичного оборудования, компонентов и материалов высока доля импорта, особенно в оборудовании и катализаторах для нефтепереработки (доля отечественной продукции составляет всего 30–40 %), газотурбинных и парогазовых энергетических установках и угольной промышленности.

Целевое развитие ТЭК открывает большие возможности роста производства в России современного оборудования и материалов (основные приоритетные энергетические технологии представлены в Приложении Г), выдвигая новые требования в части:

- создания и освоения производства материалов и оборудования с использованием нанотехнологий, явления сверхпроводимости, высокотемпературных сплавов и керамики, износостойких полимеров;
- совершенствования конструкций и технологий изготовления оборудования для ТЭК с использованием современных 3D систем компьютерных расчетов и проектирования, многокоординатных обрабатывающих центров;
- развития химических технологий и процессов, систем для интегрирования химических производств с энергетическими, оснащения энергетических производств современными реагентами, катализаторами и т. п.;
- расширения сортамента и улучшения свойств конструкционных материалов и изделий, в том числе труб для трубопроводов повышенного давления, паропроводов и котельных на параметры пара свыше 30 МПа с температурой более 600 °С, новых радиационно-стойких материалов и т. п.;
- разработки и освоения эффективных автоматизированных систем, поддерживающих весь цикл создания совершенных технических средств, систем, алгоритмов и программ управления.

Взаимодействие предприятий ТЭК и промышленности предполагает использование разных форм сотрудничества, включая:

- совместные программы научно-технического сотрудничества и замещения импорта;
- проведение промысловых испытаний нового оборудования и материалов;

- использование импортных технологий с постепенным снижением доли импортных комплектующих;
- внедрение систем отраслевых стандартов, ужесточающих требования к работоспособности и безопасности применяемого оборудования;
- обеспечение на долгосрочной основе поставки машиностроительных и металлургических изделий высокой степени комплектности и заводской готовности для сокращения объемов строительно-монтажных работ;
- организацию системы качественного сервисного обслуживания оборудования его производителями в течение всего срока эксплуатации;
- создание и развитие современной информационной среды взаимодействия между предприятиями ТЭК и промышленности (специализированные базы данных, информационно-аналитические и справочные системы, электронные торговые площадки и др.);
- развитие специализированных инжиниринговых компаний для объектов ТЭК;
- формирование ключевых технологических альянсов российских промышленных компаний с лидирующими мировыми игроками при содействии компаний ТЭК.

Целевое развитие ТЭК требует на первом этапе Стратегии существенно увеличить поставки российского оборудования и материалов мировых стандартов качества. В частности, от энергетического машиностроения ожидаются разработка и освоение:

- усовершенствованных газотурбинных установок (ГТУ) мощностью от 6–25 МВт и на их основе модульных когенерационных парогазовых установок (ПГУ) мощностью 20–70 МВт с коэффициентом использования топлива более 85 %;
- новых и усовершенствованных ГТУ большой мощности (110–180 МВт) и сооружение на их основе демонстрационных ПГУ на природном газе с КПД до 57 %;
- высокоэффективных котлов-утилизаторов для ПГУ различной мощности;
- демонстрационных котлов с циркулирующим кипящим слоем для ПГУ мощностью 100–330 МВт;
- гидроагрегатов с расширенными диапазонами регулирования частоты вращения;
- оборудования для серийного строительства АЭС типа ВВЭР-1200;
- тихоходных турбин для АЭС;
- тепловых насосов и типовых технических решений по использованию возобновляемых источников низкопотенциального тепла в системах теплоснабжения.

Важнейшими задачами первого этапа являются переход на преимущественную поставку отечественных материалов и заготовок, организация производства импортозамещающей продукции и запчастей для импортной техники, обременение импорта ключевых

технологий обязательствами по их локализации, а также покупка зарубежных активов – технологических «доноров». Приоритетными направлениями импортозамещения технологий и оборудования на первом этапе являются: технологии гидроразрыва пласта; системы управления механизированными гидравлическими крепями для подземной добычи угля; технологии наклонно-направленного бурения; программные средства для процессов бурения и добычи углеводородного сырья; разработка трудноизвлекаемых запасов; интегрированный сервис строительства скважин; катализаторы для нефтеперерабатывающих производств и нефтехимии; гидравлические экскаваторы; сжижение природного газа, компрессоры; газовые турбины высокой мощности; автоматизированные системы управления, цифровые системы передачи информации и в целом ИТ-оборудование в электроэнергетике; комплектация магистральных электросетей напряжением 330 кВ и выше; взрывозащитные электродвигатели напряжением свыше 1140 В. Доля импортных машин в объеме закупаемого оборудования составит на конец первого этапа Стратегии не более 40-45 %.

На втором этапе Стратегии потребность ТЭК в отечественной промышленной продукции возрастёт до полутора раз по сравнению с современным уровнем. Ожидается освоение гибридных установок (ГТУ и высокотемпературные топливные элементы) с КПД при работе на природном газе 60–65 % и более, головных образцов инновационных энергоблоков атомных станций большой, средней и малой мощности, ядерных реакторов на быстрых нейтронах, установок тригенерации (электрэнергии, тепла и холода), высокоэффективных накопителей электроэнергии большой мощности и других прорывных технологий. Приоритетными направлениями импортозамещения технологий и оборудования на втором этапе являются: шельфовые проекты; гибкие насосно-компрессорные трубы; очистные комбайны для отработки угольных пластов большой мощности.

Указанные потребности ТЭК в оборудовании и материалах в основном будут удовлетворяться российским оборудованием с уменьшением доли импортного до 15-20 %.

6 Ожидаемые результаты, риски и система реализации Стратегии

6.1 Ожидаемые результаты реализации Стратегии

Природные, производственные и кадровые ресурсы, а также финансовые возможности энергетического сектора России, несмотря на серьёзные внешние и внутренние вызовы (раздел 2), позволяют при проведении эффективной государственной энергетической политики (раздел 4), способствующей решению задач Стратегии (с достижением их индикаторов) и реализации её стратегических инициатив (раздел 3), реализовать целевой сценарий развития ТЭК.

Приведенные в разделе 5 основные результаты оптимизации ТЭБ страны и регионов, производственного и финансового развития топливно-энергетических отраслей (Приложения Ж–Н) представляют конструктивный план эффективного наращивания производственных возможностей ТЭК с переходом его на новую технологическую и сырьевую базу с территориальной и ресурсной диверсификацией.

Сохраняя третье место в мире по производству и лидерство в экспорте топлива, отечественный ТЭК в предстоящие 20 лет уже не будет прежним донором российской экономики, а станет её стимулирующей инфраструктурой, обеспечивая достижение к 2035 году следующих основных результатов:

1. Устойчивое, надежное и эффективное удовлетворение внутреннего спроса на энергию и топливо (всё более высокого качества) при сдерживании его роста за счёт снижения в 1,6 раза энергоёмкости и в 1,4 раза – электроёмкости ВВП.

2. Увеличение внутреннего потребления первичной энергии на 13-19 % при превышении темпов его роста над темпами роста экспорта ТЭР на втором этапе Стратегии, стабилизации в структуре энергопотребления доли природного газа на уровне 53–54 %, доли нефтепродуктов – на уровне 17–18 %, сокращения доли твердого топлива с 16,6 до 15%, увеличении доли неуглеродных энергоресурсов с 13,6 до 14-15 %, опережающем росте потребления энергии в энергоизбыточных восточных районах страны.

3. Увеличение производства первичной энергии на 10-22 % при повышении в структуре производства доли природного газа с 39,2 до 45–46 %, доли неуглеродных энергоресурсов – с 7,3 до 8–9 %, снижении доли нефти с 40 до 33 %, сохранении доли угля на уровне 12-13 %, опережающем развитии переработки топлива с получением продукции с высокой добавленной стоимостью, диверсификации производства ТЭР по территории страны.

4. Несмотря на усложнение конъюнктуры, увеличение объёмов экспорта энергоресурсов на 2-20% при обеспечении в 2035 году доли получаемой валютной выручки в ВВП на уровне 8-9 %, сокращение доли экспорта ТЭР в общем стоимостном объёме экспорта России с 69 до 33 %.

5. Уменьшение на 12-20 % экспорта российских ТЭР на европейский рынок при увеличении в 2,5-3,1 раза поставок в восточном направлении с достижением доли АТР в общем экспорте топлива и энергии 36-39%; увеличение доли газа в общем экспорте ТЭР с 26 до 33-34%.

6. Увеличение произведенной ТЭК добавленной стоимости во многом за счёт снижения издержек при сокращении его доли в ВВП страны с 31 до 19 % ввиду опережающего роста других видов экономической деятельности.

7. Повышение абсолютных объемов налоговых поступлений от ТЭК в консолидированный бюджет Российской Федерации при сокращении их доли с 31 до 22 %.

8. Стабилизация энергетической составляющей затрат в энергоёмких отраслях для повышения их конкурентоспособности на внешних рынках и уменьшение с 8 до 6,5 % доли платежей за энергию в доходах населения за счёт сдерживания динамики внутренних цен на топливо и энергию на уровне, близком к индексу потребительских цен;

9. Снижение доли ТЭК в капитальных вложениях страны с 22 % в 2011-2015 годах до 13–15% в 2021–2025 годах и 12–14 % в 2031-2035 годах при увеличении к концу периода их среднегодовых размеров на 3 % в консервативном и на 28 % в целевом сценариях.

Главным результатом реализации Стратегии станет эффективное использование природного, производственного и финансово-экономического потенциала ТЭК для максимального содействия преодолению замедления и последующему ускорению роста экономики России, а также противодействия внешнеэкономическим рискам и геополитическим угрозам устойчивому развитию страны в первой трети XXI века

Средством для этого будет глубокая реновация ТЭК при умеренном его количественном росте и существенном улучшении технологической, производственной и территориальной структуры на базе совершенствования институциональных условий хозяйственной деятельности.

6.2 Основные риски реализации Стратегии

Энергетический сектор России столкнётся в своём развитии как с традиционными внешними и внутренними экономическими рисками, так и с новыми геополитическими угрозами. По методологии и средствами системных исследований выполнен риск-анализ реализации рассмотренных сценариев Стратегии.

Для целевого сценария Стратегии исследовано влияние традиционных внешних и внутренних экономических рисков, которые включают: ухудшение конъюнктуры мировых энергетических рынков; усиление конкуренции между экспортерами топлива в связи с появлением новых поставщиков и стремлением стран-импортеров к энергетической самодостаточности; ужесточение регулирования основного для России европейского энергетического рынка и затруднение доступа к нему; замедление социально-экономического развития России; задержки в осуществлении инвестиционных и инновационных программ развития отраслей ТЭК и в формировании целостной институциональной системы в энергетическом секторе России и др.

При формировании целевого сценария Стратегии были использованы возможности компенсации угроз, связанных с указанными рисками. Противодействием внешним рискам служит ускорение переориентации с европейского рынка на азиатский, форсированное расширение российского присутствия на энергетических рынках АТР. К середине 2020-ых годов Китай и Индия достигнут предельных уровней добычи угля, и этим крупнейшим импортёрам понадобятся дополнительные ресурсы углеводородов. Это может дать толчок развитию добычи, транспорта и переработки в восточных районах России нефти, газа, а также гидроэнергетических ресурсов и нетранспортабельных углей, что облегчит освоение других природных ресурсов региона, ускорит развитие железнодорожного транспорта, металлургии, химической промышленности, строительства и т. д. Компенсация внутренних рисков потребует осуществления широкого комплекса мер по ускорению развития экономики России. При этом важную роль будет играть реализация изложенных в разделе 4 основных мер государственной энергетической политики при гибкой её адаптации к меняющимся внешним и внутренним условиям.

Если внутренние и внешние риски не позволят реализовать эти возможности, 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 %. Это, по сути, равносильно переходу от целевого к консервативному сценарию Стратегии, в котором в 2015-2035 годах объем энергопотребления увеличится на 13% (в целевом сценарии – на 19%), объем производства первичной энергии – на 10% (22%), объем экспорта энергоресурсов – на 2% (20%). Добыча газа увеличится на 29% (39% в целевом сценарии), производство электроэнергии - на 27% (43%), потребление электроэнергии - на 24% (36%).

Реализация экономических рисков ухудшит геополитическое (в мировой экономике Россия опустится с шестого на седьмое место) и внутреннее (прирост душевого ВВП и потребления семей уменьшится вдвое) положение страны и может расцениваться как тревожное. Тем не менее, экономические риски не меняют приоритеты, цели и задачи Стратегии, направления и основные меры энергетической политики, но могут отодвинуть на 3–5 лет достижение некоторых её целевых индикаторов.

Хотя реализация рассмотренных рисков весьма вероятна, в основу Стратегии принят целевой сценарий, 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 чревата чрезмерными ущербами – вплоть до уменьшения экспортных ниш и прямого сдерживания экономического роста страны из-за нехватки энергетических мощностей.

Наряду с рассмотренными традиционными экономическими рисками возникли новые геополитические угрозы. Так, в дополнение к принятым в 2014 году санкциям США и ЕС в отношении энергетического сектора России (которые вместе с целенаправленным снижением цен нефти учтены в консервативном сценарии Стратегии), существует вероятность ввода в действие акта Конгресса США в поддержку свободы Украины – 2014.

Существенные риски связаны также с развитием и освоением в мире новых прорывных технологий в области добычи, транспорта, переработки и потребления ТЭР, что будет способствовать дополнительному сокращению внешнего спроса на российские энергоресурсы, а при недостаточном развитии этих технологий в России – снижению конкурентоспособности и потере позиций российских энергетических компаний на мировых рынках.

Анализ показал, что осуществление новых угроз может не только отсрочить реализацию и переформатировать сценарии Стратегии, но и скорректировать приоритеты, цели и задачи развития ТЭК, смещая меры энергетической политики в спектр мобилизационного управления.⁵

Это может потребовать разработки и реализации антикризисного варианта Стратегии.

6.3 Система реализации Стратегии

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» (статья 19) Энергетическая стратегия Российской Федерации является межотраслевым документом стратегического планирования, разрабатываемым в рамках целеполагания по отраслевому принципу на федеральном уровне. Закон определяет цели, задачи и порядок осуществления мониторинга и контроля реализации документов стратегического планирования (глава 12) и средства их реализации.

Согласно статье 43, приоритеты, цели и задачи развития отраслей экономики детализируются в отраслевых документах стратегического планирования. В соответствии с этим, основные положения Энергетической стратегии как документа целеполагания должны детализироваться в генеральных схемах и программах развития отраслей ТЭК (нефтяной, газовой, угольной промышленности и электроэнергетики), на основе которых должны формироваться мероприятия государственных программ Российской Федерации с

⁵ Возможные варианты ограничений объемов российского энергетического экспорта и их последствия для экономики и ТЭК России, а также сценарии развития прорывных технологий в мире и влияние мирового развития технологий на приоритеты инновационного развития ТЭК России должно быть рассмотрено в специальном документе

необходимым ресурсным обеспечением, в том числе определённым в соответствии с бюджетным прогнозом Российской Федерации на долгосрочный период.

Для выполнения этого требования при разработке Стратегии готовятся и передаются функциональным заказчикам генеральных схем Сценарные условия развития названных топливных отраслей и электроэнергетики.

Помимо этого система реализации Стратегии предусматривает:

- принятие нормативно-правовых актов, обеспечивающих реализацию основных её положений;
- включение в план действий Правительства Российской Федерации по реализации основных направлений социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период необходимых мероприятий по реализации Стратегии;
- организацию систематического опережающего мониторинга реализации Стратегии для сопоставления результатов осуществления государственной энергетической политики с положениями сводного плана мероприятий Стратегии и прогнозными показателями развития ТЭК в увязке с ходом социально-экономического развития России;
- своевременное выявление и системный анализ происходящих изменений в целях предупреждения и преодоления негативных тенденций;
- корректировку по результатам мониторинга текущих ориентиров государственной энергетической политики при сохранении ее целевых направлений и снижении рисков реализации Стратегии.

Предусмотренные Стратегией мероприятия государственной энергетической политики группируются по десяти направлениям, представленным в разделе 4, и составляют Сводный план («дорожную карту») мероприятий первого этапа реализации Энергетической стратегии России на период до 2035 года (Приложение П).

Количественные параметры развития экономики и энергетики подлежат уточнению в процессе реализации предусмотренных Стратегией мер.

Доклад о ходе реализации плана ежегодно представляется в Правительство Российской Федерации.

Определения

Для целей Энергетической стратегии Российской Федерации 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) *стратегический прогноз Российской Федерации* - документ стратегического планирования, содержащий систему научно обоснованных представлений о стратегических рисках социально-экономического развития и об угрозах национальной безопасности Российской Федерации;

8) *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;

9) *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;

10) *энергетический сектор экономики* – совокупность систем топливо- и энерго-снабжения 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) *энергоёмкость* – отношение подводимой за год к организации энергии всех видов (в пересчете на первичную энергию) к стоимости основных производственных фондов этой организации;

14) *электроёмкость* – отношение всей потребляемой за год организацией электрической энергии к стоимости основных производственных фондов;

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

Прочие термины и определения Энергетической стратегии Российской Федерации соответствуют ФЗ №172 от 28 июня 2014 г. «О стратегическом планировании в Российской Федерации» (принят Государственной Думой 20 июня 2014 года, одобрен Советом Федерации 25 июня 2014 года) 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	геолого-разведочные работы
ГЭС	гидроэлектростанция
ДПМ	договор о предоставлении мощности
ЕС	Европейский союз
ЕСГ	Единая система газоснабжения
ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
ЕЭП	Единое экономическое пространство
ЕЭС	Единая энергетическая система
ЖКХ	жилищно-коммунальное хозяйство
КИУМ	коэффициент использования установленной мощности
МЭА	Международное энергетическое агентство
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
НТП	научно-технический прогресс
ПХГ	подземное хранилище газа
ОПЕК	организация стран-экспортёров нефти
ОЭС	объединенная энергетическая система
ОЯТ	отработанное ядерное топливо
ПГУ	парогазовая установка
ПНГ	попутный нефтяной газ
ППБУ	полупогружные плавучие буровые установки
ПЭС	приливные электростанции
РАО	радиоактивные отходы
СПГ	сжиженный природный газ
СПБУ	самоподъемные буровые установки
Стратегия (ЭС-2035)	Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г.
СУГ	сжиженные углеводородные газы
ТБО	твёрдые 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	энергетический сектор экономики
ЭС-2030	Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2030 г., утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р

Приложение А
к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Ход реализации действующей Энергетической стратегии 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	1-й этап 2014-2016 годы	2014 год отчёт	2016 год прогноз
Внутреннее потребление первичной энергии, млн т у. т.	998	1008 - 1107	999	998-1001
Внутреннее потребление нефти (переработка), млн т	239	232 - 239	294	286-291
Внутреннее потребление газа, млрд куб. м	459	478 - 519	462	458-461
Внутреннее потребление твердого топлива, млн т у. т.	184	168 - 197	166	157-155
Внутреннее потребление электроэнергии, млрд кВт·ч	1023	1041 - 1218	1062	1062-1066
Удельная энергоёмкость внутреннего валового продукта (процентов к 2008 году)	100	92,1	94,6	95,0
Рост валового внутреннего продукта (в процентах к 2008 году)	100	112,5	105,9	105,3

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

Показатели	2008 год факт	1-й этап 2014-2016 годы	2014 год отчёт	2016 год прогноз
Экспорт – всего, млн т у. т., в том числе:	876	913 - 943	922	912 - 915
сырая нефть, млн т	241	243 - 244	231	242 – 236
природный газ, млрд куб. м	258	270 - 294	208	192-193
уголь, млн т у. т.	73	72 - 74	121	121-124
электроэнергия (нетто-экспорт, млрд кВт-ч)	18	18 - 25	0	0

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

Показатели	2008 год факт	1-й этап 2014-2016 годы	2014 год отчёт	2016 год прогноз
Производство первичной энергии, млн т у.т., в том числе:	1817	1827 - 1952	1871	1874-1880
газ, млрд куб. м	664	682 - 742	639	636-641
нефть и конденсат, млн т	488	483 - 493	527	527
уголь, прочие твёрдые топлива, млн т у.т.	225	212 - 260	252	246
неуглеродные энергоресурсы, млн т у.т.	130,5	134 - 140	136	148

Таблица А.1.4 - Реализация прогнозов производства электроэнергии

Показатели	2008 год факт	1-й этап 2014-2016 годы	2014 год отчёт	2016 год прогноз
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч,	1040	1059 - 1245	1062	1070
в том числе:				
атомные электростанции	163	194 - 220	181	195
гидроэлектростанции и возоб- новляемые источники энергии	167	181 - 199	175	197
конденсационные электро- станции	322	299 - 423	325	310-312
теплоэлектроцентрали	386	385 - 403	379	365

А.2 Текущие результаты реализации ЭС-2030

Анализ хода реализации ЭС-2030 базируется на оценке степени продвижения по основным стратегическим ориентирам государственной энергетической политики в разрезе энергетического сектора в целом и по отдельным отраслям топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) и на анализе результатов функционирования ТЭК России.

Энергетическая безопасность. За годы реализации ЭС-2030 энергетическая безопасность России была в целом обеспечена. Однако не удалось избежать локальных кратковременных нарушений энергетической безопасности отдельных регионов. По ряду индикаторов энергетической безопасности наблюдается отставание от целевых значений ЭС-2030. Качество вовлеченных в оборот ресурсов по мере выработки относительно более эффективных запасов ухудшается, растет доля трудно извлекаемых запасов ТЭР. Имеет место высокий износ основных производственных фондов энергетики (до 60 %) при низких темпах их обновления и создания строительных заделов. Более 90 % мощностей действующих электростанций, 83 % зданий, 70 % котельных, 70 % технологического оборудования электрических сетей и 66 % тепловых сетей было построено еще до 1990 года. Сохраняется отставание отечественного топливно-энергетического комплекса от мирового научно-технического уровня. Имеет место региональная асимметрия в обеспеченности территорий энергоресурсами и их потреблением. Важнейшими проблемами российского топливно-энергетического баланса является высокая зависимость от природного газа и низкое качество энергетических товаров и услуг. Хотя в 2014 году доля газа в добыче первичных ТЭР сократилась до 39,5 % (42,9 % в 2008 году), а в потреблении ТЭР – до 53,4 % (54,9 % в 2008 году), но она остается очень высокой.

Энергетическая эффективность экономики. Энергоемкость российской экономики с 2008 года по 2014 год (несмотря на кризис) снизилась на 4,5 %. В последние годы основной вклад в снижение энергоемкости валового внутреннего продукта вносили структурные сдвиги в экономике и восстановительный рост в промышленности (эффект экономии на масштабах производства). В перспективе на первый план выдвигается технологическая экономия энергии, в отношении которой успехи России пока недостаточны. Эффект от внедрения новых технологий частично перекрывался деградацией и падением эффективности старого изношенного оборудования и зданий. Достижение целей первого этапа ЭС-2030 представляется весьма маловероятным, так как потенциал структурных сдвигов в отношении снижения энергоемкости в основном исчерпан, а технологическое сбережение пока существенно отстает от намеченных ориентиров. 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 низкую конкурентоспособность российской промышленности. Усиление глобальной конкуренции требует кардинального роста эффективности использования ресурсов, несмотря на ограничивающие факторы, такие как сравнительно низкие цены на энергоносители и суровые климатические условия страны.

Бюджетная эффективность энергетики. Доля ТЭК в инвестициях в российскую экономику продолжила расти и достигла в 2014 году 39,9 % (от инвестиций средних и крупных предприятий), увеличившись на 9,6 процентных пункта от уровня 2008 года. При этом в ЭС-2030 был заложен показатель 18 % к концу первого этапа. Вклад ТЭК в доходы федерального бюджета увеличился до 52,9 %, причем целевым являлся показатель 30 % к 2015 году. Таким образом, зависимость экономики России от ТЭК по ряду ключевых показателей с 2008 года заметно возросла. Отставание в развитии других секторов экономики, прежде всего обрабатывающей промышленности, связано с сохранением негибкой и несовершенной ценовой и налоговой политики, приводящей к значительному росту цен на энергоносители для конечных потребителей. Высокие цены на топливно-энергетические ресурсы при низкой эффективности их использования снижают конкурентоспособность продукции российских предприятий и ложатся бременем на бюджеты всех уровней. В связи с этим основное внимание необходимо уделять экономической эффективности функционирования ТЭК. При столь большой роли этого сектора возникает задача создания таких условий, при которых развитие ТЭК в максимальной степени способствовало бы инновационному развитию всех отраслей промышленности через увеличение заказов предприятий ТЭК на НИОКР и на высокотехнологичное оборудование.

Экологическая безопасность. В сфере экологической безопасности достижение целей первого этапа ЭС-2030 по снижению выбросов загрязняющих веществ остается в зоне риска в силу инерционности технологической структуры энергетики, несмотря на некоторое улучшение положения. Несмотря на то, что наметился некоторый прогресс в утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), пока усилия государства не привели к существенному росту уровня его утилизации, как в силу инерционности развития инфраструктуры, так и в силу недостатков норм регулирования. Предпринимаемые меры в настоящее время связаны в основном с повышением штрафов за выбросы, и этого, как показывает практика, недостаточно. Для решения проблем в данной области, помимо дальнейшего ужесточения экологического законодательства, которое способствовало бы модернизации оборудования и внедрению новых технологий, необходимо развивать систему государственной экологической экспертизы инвестиционных проектов на этапе проектирования, а для действующих месторождений – разработать и утвердить меры стимулирования инвестиций в

оборудование и транспортную инфраструктуру для переработки ПНГ и транспортировки переработанной продукции потребителю.

1. Результаты реализации ЭС-2030 по основным направлениям государственной энергетической политики.

Ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года в рамках основных направлений государственной энергетической политики характеризуется следующим.

В сфере *государственного регулирования внутренних энергетических рынков* достигнуты следующие результаты:

1) создание базовых институтов внутреннего энергетического рынка (получила развитие биржевая торговля нефтью и нефтепродуктами, установлены обязательные минимальные доли реализуемых на бирже доминирующими субъектами рынка нефтепродуктов; возобновилась электронная торговля газом по свободным ценам, разрешено реализовывать природный газ как на товарных биржах, так и на зарегистрированных электронных торговых системах, смягчены требования к условиям поставки газа при заключении договоров на организованных торгах; завершено формирование системы торговли электрической энергией на основе конкурентного отбора ценовых заявок участников рынка в режиме на сутки вперед);

2) законодательное обеспечение прозрачного и недискриминационного порядка доступа для всех участников рынка к энергетической инфраструктуре (магистральным трубопроводам, электрическим и тепловым сетям) и улучшение внутрикорпоративных процедур в этой сфере. В частности, был утвержден план мероприятий по развитию конкуренции на газовых рынках и в сфере трубопроводного транспорта, скорректированы правила обеспечения доступа независимых организаций к газотранспортной системе ОАО «Газпром».

3) либерализация рынка электроэнергии для промышленных потребителей; сохранение государственного регулирования тарифов инфраструктурных компаний в сфере электроэнергетики (на передачу электроэнергии по сетям и диспетчеризацию); сохранение государственного регулирования тарифов на электроэнергию, отпускаемую населению в неценовых зонах (Калининградская и Архангельская области, Республика Коми, Дальний Восток);

4) уточнение правил работы оптовых и розничных рынков электроэнергии, повышение степени защищенности потребителя от необоснованного повышения цен, завышения платы за подключение к электрическим сетям и необоснованных ограничений подключаемой мощности;

5) увеличение доли независимых производителей газа на внутреннем рынке и появление возможности их выхода на внешний рынок СПГ;

6) ужесточение антимонопольного законодательства в целях пресечения картельных сговоров и технологического монополизма, развитие процедур антимонопольных расследований и контроля;

В области *налоговой и таможенной политики* в энергетике важно отметить следующее:

1) создание стимулирующих условий для разведки и добычи углеводородов в восточных регионах страны и на континентальном шельфе Российской Федерации, на малых и выработанных месторождениях (за счет введения временных освобождений от вывозных таможенных пошлин, льгот и освобождений по налогу на добычу полезных ископаемых, налогу на имущество, ввозным таможенным пошлинам на оборудование, не производимое в России, а также ускоренной амортизации);

2) внедрение механизма предоставления льгот по вывозной таможенной пошлине на нефть для месторождений в новых регионах; введение системы вывозных таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты, нацеленной на развитие нефтепереработки (при сохранении стимулов в нефтедобыче);

3) введение системы дифференциации акцизов на моторное топливо по классам топлива в целях повышения качества нефтепереработки;

4) принятие решения об осуществлении «налогового маневра» в нефтяной отрасли, который предусматривает, в частности, сокращение вывозных таможенных пошлин на нефть с одновременным увеличением ставки НДС на нефть и газовый конденсат;

5) разработка и внедрение усовершенствованной системы расчета налога на добычу полезных ископаемых в газовой отрасли с учетом макроэкономических параметров и особенностей разработки месторождений;

6) введение гибкой системы обложения налогом на добычу полезных ископаемых в угольной отрасли с учетом параметров производственной безопасности.

В области *ценовой политики в энергетике* необходимо отметить следующие достигнутые результаты:

1) продвижение на пути формирования и антимонопольного контроля внутренних цен топлива по принципу равной эффективности с ценами внешних рынков;

2) принятие решения об отмене регулирования цен на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям. Утверждена Дорожная карта по внедрению целевой модели рынка теплоэнергии, которая предполагает, в частности, установление предельной цены на энергию из общей тепловой сети с применением

метода «альтернативной котельной» с использованием формулы, включающей технико-экономические параметры последней с учетом региональных особенностей

3) реализация политики по переходу к равной доходности поставок газа для внутренних и внешних потребителей (цены net-back) с выходом на уровень равнодоходности не ранее второго этапа реализации настоящей Стратегии, с учетом необходимости компенсирующих мер для смягчения ценового шока для потребителей и спецификации ценообразования в разных зонах внутреннего рынка газа;

4) повышение прозрачности внутреннего рынка угля за счет введения регистрации внебиржевых контрактов и ориентации на цены равной доходности с европейским и азиатским рынками угля;

5) переход к долгосрочным тарифам в соответствии с принятыми в 2009 году Основными направлениями государственной тарифно-ценовой политики в инфраструктурном секторе.

По направлению *«Политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»* следует выделить:

1) принятие Федерального закона от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» и ряда подзаконных нормативных правовых актов, направленных на реализацию положений данного Федерального закона;

2) утверждение государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики»;

3) формирование государственных программ субъектов Российской Федерации, муниципальных программ в области энергосбережения и энергоэффективности;

4) разработка и реализация мероприятий и программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности крупных потребителей энергетических ресурсов (как частных, так и с государственным участием);

5) развитие систем энергоменеджмента на крупнейших предприятиях, внедрение мероприятий по энергосбережению в жилищно-коммунальном хозяйстве и в быту;

6) развитие государственных информационных систем в области энергосбережения и повышения энергоэффективности;

7) формирование на федеральном уровне требований к энергетической эффективности различных видов продукции и правил определения классов энергоэффективности отдельных товаров;

8) создание стимулирующих налоговых условий для производства и использования наиболее энергоэффективного оборудования, в частности законодательное закрепле-

ние права применять к основной норме амортизации специальный коэффициент к основным фондам – объектам, имеющим высокую энергоэффективность;

9) принятие ряда нормативных актов по организации энергетических обследований, составлению по их результатам энергетических паспортов организаций с последующим сбором, анализом и систематическим использованием указанной информации, содействие в организации саморегулирования в этой области.

В области *научно-технической политики в энергетике* в ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года был проведен большой комплекс работ по государственной программе «Энергоэффективность и развитие энергетики» и в рамках «Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук на 2008-2012 годы», федеральных целевых программ «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2012 годы» и «Национальная технологическая база» на 2007-2011 годы и двенадцати технологических платформ. Также была утверждена методика оценки результативности деятельности научных организаций, подведомственных Министерству энергетики Российской Федерации, выполняющих научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы гражданского назначения в целях повышения эффективности НИОКР.

В истекший период были созданы научные основы, разработаны технологии и опытно-промышленные образцы оборудования и материалов по ряду технологических направлений.

Была обеспечена положительная динамика изменений в сферах научно-технологической кооперации науки и энергетического бизнеса, восстановления центров подготовки кадрового потенциала для обеспечения научно-технических потребностей энергетического сектора.

Был принят План мероприятий по снижению зависимости российского топливно-энергетического комплекса от импорта оборудования, технических устройств, комплектующих, услуг иностранных компаний и использования иностранного программного обеспечения, а также по развитию нефтегазового комплекса Российской Федерации. Была утверждена «дорожная карта», представляющая собой комплекс мероприятий по совершенствованию механизмов государственного стимулирования и поддержки внедрения инновационных технологий и современных материалов в отраслях ТЭК России.

По направлению *«Политика в недропользовании»* были обеспечены:

1) Некоторый рост общего финансирования геологоразведочных работ из федерального бюджета в целом.

2) Прирост запасов углеводородов в России в ретроспективном периоде превышал добычу нефти и газа. Всего за период с 2005 года добыча нефти и конденсата составила 4,2 млрд тонн, а прирост запасов – 6,2 млрд тонн, добыча газа составила 5,5 трлн куб. м, а прирост запасов – 7,4 трлн куб. м. Следует отметить, что значительная часть прироста запасов осуществляется не за счет открытия новых месторождений, а за счет переоценки запасов в результате проведения геологоразведочных работ на действующих месторождениях.

3) Утверждение и начало реализации Государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов».

4) Утверждение классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов

5) Утверждение плана комплексного стимулирования освоения месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации и в российской части (российском секторе) Каспийского моря.

6) Повышение достоверности учета запасов топливно-энергетических ресурсов и внедрение принципов сквозного управления месторождениями топливно-энергетических ресурсов на всех стадиях – от поисковых работ до завершения разработки и ликвидации месторождения.

7) Совершенствование нормативно-законодательной базы в области недропользования и управления государственным фондом недр: в частности, установлены единые правила учета обезвоженной, обессоленной и стабилизированной нефти, а также фактических потерь при ее добыче; установлена возможность изменения границ лицензионных участков; установлено, что приобретение права пользования участками недр федерального значения возможно только по результатам аукционов при выявлении победителя на основе размера разового платежа за право пользования участком недр; разрешена добыча общераспространенных полезных ископаемых без отдельных лицензий внутри лицензионных участков; уточнены основания выплаты вознаграждения за выявление месторождения полезного ископаемого; урегулирован порядок определения размера ставки регулярного платежа за пользование недрами по каждому участку, на который выдается лицензия и т. д.

В региональной энергетической политике необходимо отметить:

1) уменьшение диспропорций в структуре потребления энергоресурсов и в энергообеспеченности различных регионов страны с сохранением уровня обеспеченности энергоресурсами Европейской части страны;

2) снижение уровня концентрации добычи углеводородов в Западной Сибири (на 10%) за счет развития их добычи в других регионах страны;

3) осуществление приоритетного развития топливно-энергетических баз в регионах с богатыми, но недостаточно освоенными ресурсами ТЭР, в рамках соответствующих федеральных целевых программ (Дальний Восток, Забайкалье, Калининградская область, Северный Кавказ и др.);

4) усиление энергетических связей между регионами за счет развития энергетической инфраструктуры (нефте- и газопроводов, линий электропередачи);

5) принятие комплекса мер по законодательному разграничению полномочий и ответственности в энергетике между федеральными, региональными органами исполнительной власти и органами местного самоуправления, прежде всего в области теплоснабжения, энергетической инфраструктуры;

6) отмена в 28 субъектах Российской Федерации механизма «последней мили».

В сфере *экологической и климатической политики в энергетике* достигнут определенный прогресс:

1) ужесточены экологические требования в области недропользования;

2) разработан комплекс мер по эффективному использованию попутного нефтяного газа;

3) разработаны и приняты меры по стимулированию производства и потребления моторного топлива с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующего международным нормам и стандартам;

4) в рамках комплекса мероприятий по реструктуризации угольной промышленности проведены работы по рекультивации земель и улучшению экологической ситуации;

5) разработана система государственной экологической экспертизы инвестиционных проектов в энергетике.

По направлению *«Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетике»* были обеспечены:

1) рост реальной заработной платы работников отраслей ТЭК;

2) повышение качества поставляемых на розничный рынок ТЭР;

3) продолжение реализации мер социальной поддержки в рамках реструктуризации угольной промышленности (предоставление бесплатного пайкового угля, дополнительное пенсионное обеспечение, содействие в приобретении (строительстве) жилья, создание новых рабочих мест, содействие переселению семей шахтеров из неперспективных шахтерских городов и поселков);

- 4) сокращение общего травматизма в ТЭК (в добыче угля – более чем в 2 раза);
- 5) реализация проектов по совершенствованию социальной инфраструктуры в районах добычи энергоресурсов, особенно в регионах с экстремальными природно-климатическими условиями;
- 6) осуществление комплекса мероприятий по профессиональной подготовке и повышению квалификации работников топливно-энергетического комплекса;
- 7) апробация механизма адресных субсидий в энергетике;
- 8) повышение роли отраслевых соглашений между работодателями отрасли и профессиональными союзами работников.

В сфере *внешней энергетической политики* в ходе реализации ЭС-2030:

- 1) умеренно рос суммарный экспорт ТЭР, прежде всего нефтепродуктов (особенно мазута) и угля, при снижении экспорта нефти и газа;
- 2) реализованы масштабные проекты по строительству экспортной энергетической инфраструктуры (БТС-2, нефтепродуктопровод «Север», газопровод «Северный поток», нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан, расширение Каспийского трубопроводного консорциума, газопровод Сахалин – Хабаровск – Владивосток), начато строительство газопровода «Сила Сибири»;
- 3) существенно увеличены темпы создания АЭС за рубежом по российским проектам;
- 4) продолжает развиваться практика обмена энергетическими активами российских и зарубежных компаний;
- 5) завершён переход на рыночные отношения в сфере поставок газа в страны ближнего зарубежья;
- 6) осуществлен выход России на мировой рынок сжиженного природного газа;
- 7) подписаны контракты на поставку газа и нефти в Китай. Поставки газа будут осуществляться как по «восточному», так и по «западному» маршруту.
- 8) продолжается энергетический диалог с крупнейшими странами потребителями и производителями энергии (прежде всего, с Китаем и США), с крупными региональными объединениями стран (Европейский Союз, Евразийское экономическое сообщество и др.) и международными организациями (Шанхайской организацией сотрудничества, ОПЕК, Форумом стран-экспортеров газа, МЭА и др.)

В целом, в настоящее время положение России на мировых энергетических рынках характеризуется следующим.

При добыче нефти 525 млн т, Россия остается в числе мировых лидеров, обеспечивая около 13 процентов мировой нефтедобычи. Россия экспортирует порядка 73–74 %

своей добычи жидкого топлива (31 % в форме нефтепродуктов и 43 % в форме сырой нефти). За прошедшие годы несколько изменилась географическая структура экспорта сырой нефти: порядка 65 % сырой нефти идет в ЕС, 12 % – в СНГ и уже 23 % было поставлено в АТР. Основным направлением экспорта российских нефтепродуктов также является европейский рынок. Доля рынка Европы для России остается весьма важной, а для ЕС доля российской нефти и нефтепродуктов составляет более 32 % потребления, что выше уровня 2008 года.

Россия в 2014 году занимала второе место в мире (после Ирана) по запасам природного газа (17 % мировых запасов) и второе место (после США с учетом сланцевого газа) по объемам его ежегодной добычи (18 % мировой добычи). Основной объем природного газа поставляется на внутренний рынок (около 60 % товарной продукции ОАО «Газпром»). В мировом экспорте российский газ составляет почти 20 % (без учета транзита среднеазиатского газа). Российские поставки вместе с трубопроводными поставками из Алжира, Норвегии и СПГ (из различных стран) обеспечивают как европейский газовый рынок, так и рынки стран Содружества Независимых Государств. В общем объеме потребления газа в странах зарубежной Европы (включая Турцию, но без стран Содружества Независимых Государств) на российский газ приходится около 25 %. Российская газотранспортная система также играет важную роль в обеспечении поставок центральноазиатского газа в Европу. В российском экспорте газа растет доля СПГ – почти 8 % с текущей ориентировкой на АТР, хотя с потенциальными возможностями в будущем и для Европы.

Россия удерживает второе место в мире по запасам угля (18 процентов мировых запасов), шестое место по объемам ежегодной добычи (4,5 процентов мировой добычи) и обеспечивает около 12 процентов мировой торговли энергетическим углем. Российский уголь играет важную роль в балансах Китая и ЕС. Уголь (несмотря на высокие выбросы CO₂ при его сжигании) стал играть все возрастающую роль в энергетике ЕС в послекризисные годы в связи с падением цены квот на выбросы и временным частичным вытеснением углем природного газа (из-за его сравнительной дешевизны).

Доля российской атомной энергетики составляет 7 процентов мирового рынка производства электрической энергии на атомных электростанциях, 19 процентов мирового рынка реакторостроения, 42 процента мирового рынка обогащения урана и 13,2 процента мировой добычи природного урана.

2. Результаты реализации ЭС-2030 по отраслям топливно-энергетического комплекса

За время, прошедшее с начала реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года, российский энергетический сектор развивался преимущественно в рамках основных прогнозных тенденций, предусмотренных указанным документом, несмотря на некоторые отклонения базовых экономических индикаторов развития страны и внешнеэкономических условий от прогнозов их значений в 2008-2009 годах.

При фактическом увеличении ВВП к 2014 году на 5,8 % к уровню 2008 года и нарастающем отклонении его динамики от прогнозного коридора ЭС-2030, фактический прирост добычи и производства топливно-энергетических ресурсов составил 4,0 % к уровню 2008 года. По итогам 2014 года он на 2,2 % превысил минимальный целевой показатель на конец первого этапа реализации ЭС-2030. При этом внутреннее потребление топливно-энергетических ресурсов выросло на 1,0 % к уровню 2008 года, оказавшись ниже прогнозных значений ЭС-2030. Вероятность достижения прогнозных значений в 2015 году, даже в их минимальном варианте, достаточно мала. Высокая эластичность показателей развития энергетики и экономики сохраняется, прежде всего, в связи с недостаточным ростом энергоэффективности. Достижение целевых значений по душевому потреблению первичных топливно-энергетических ресурсов и душевому потреблению электроэнергии к концу первого этапа реализации ЭС-2030 маловероятно. Вместе с тем, по душевому потреблению моторного топлива прогнозируемый уровень первого этапа уже превышено в связи с быстрым ростом автопарка в стране.

При росте мировых цен на нефть с 94 долл. США за баррель в 2008 году до 97,6 долларов США в 2014 году экспорт топливно-энергетических ресурсов за тот же период вырос на 8,2 %.

Вместе с тем, если количественные индикаторы развития энергетического сектора укладываются в прогнозное поле ЭС-2030, то качественные показатели работы отраслей ТЭК улучшаются недостаточно быстро.

В целом данные свидетельствует о достаточной обоснованности прогнозов развития энергетического сектора страны, предусмотренных ЭС-2030.

Рассматривая современное состояние *сырьевой базы* топливно-энергетического комплекса, следует отметить следующее.

Россия обладает значительными ресурсами нефти. По данным Минприроды России, к 2014 году запасы нефти в стране составляли 17,8 млрд т по категориям А+В+С1, и 10,9 млрд т по категории С2 (с учетом запасов на месторождениях полуострова Крым). Вместе с тем начальные запасы нефти разрабатываемых месторождений уже выработаны более чем на 50 процентов, в европейской части – на 65 процентов, в том числе в Урало-Поволжье – более чем на 70 процентов. Степень выработанности запасов крупных актив-

но осваиваемых месторождений приближается к 60 процентам. Но при этом степень разведанности ресурсов нефти России составляет менее 40 %. Процентное соотношение накопленной добычи нефти к начальным суммарным ресурсам составляет менее 20 %. Это говорит о большом ресурсном потенциале недр страны.

Текущая добыча нефти на 77 процентов обеспечивается отбором из запасов крупных месторождений, обеспеченность которыми составляет 8–10 лет. Сумма разведанных и предварительно оцененных запасов легкой нефти составляет более 70 % от общего объема, из них около 20 % – это запасы залежей и месторождений введенных в разработку в последние 5 лет. Увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов. При этом вновь подготавливаемые запасы часто сосредоточены в средних и мелких месторождениях. В соответствии с современными тенденциями, освоение и разработка даже мелких месторождений становится рентабельной в районах с хорошо развитой инфраструктурой нефтегазовой промышленности, где новые залежи вовлекаются в разработку для поддержания текущих уровней добычи.

Прогнозные ресурсы газа оцениваются в 164,5 трлн куб. м, в том числе на континентальных шельфах Российской Федерации – 64 трлн куб. м. Разведанные балансовые запасы газа промышленных категорий А+В+С1 к 2014 году составляли 49 трлн куб. м, в том числе на континентальных шельфах Российской Федерации – 8,2 трлн куб. м.

Структура запасов газа в России более благоприятная, чем структура запасов нефти, однако тенденции ее изменений сходны с нефтяной промышленностью. Проблемы освоения запасов газа связаны с сокращением находящихся в промышленной разработке высокопродуктивных, залегающих на небольших глубинах запасов, сложными природно-климатическими условиями и удаленностью будущих крупных центров добычи газа от сложившихся центров развития газовой промышленности (Восточная Сибирь, Дальний Восток, полуостров Ямал, континентальный шельф арктических морей). Возникает необходимость освоения значительных запасов низконапорного газа, увеличиваются в составе разведанных запасов доли жирных, конденсатных и гелийсодержащих газов, требующих для эффективной разработки создания соответствующей газоперерабатывающей инфраструктуры.

Запасы газа некоторых базовых разрабатываемых месторождений Западной Сибири – основного газодобывающего региона страны, таких как Медвежье и Ямбургское выработаны на 76–79 %, и эти месторождения перешли в стадию падающей добычи. Уникальное Уренгойское месторождение выработано на 54 %.

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов континентального шельфа России составляют 90,3 млрд тонн условного топлива (из которых свыше 16,5

млрд тонн нефти с конденсатом и 73,8 трлн куб. м газа). Основная часть этих ресурсов (около 70 процентов) приходится на континентальные шельфы Баренцева, Карского и Охотского морей.

Разведанность начальных суммарных ресурсов углеводородов континентального шельфа России незначительна и составляет около 10 %. При этом разведанность ресурсов газа континентального шельфа Охотского моря – 20 процентов, нефти – 19 процентов, ресурсов газа континентального шельфа Баренцева моря – 16 процентов, нефти – 4 процента, ресурсов газа континентального шельфа Карского моря – 8 процентов и нефти – 0,02 процента.

В 2014 году финансирование ГРП на углеводородное сырье за счет средств федерального бюджета составило 16,3 млрд руб. (за счет средств внебюджетных источников – около 375,3 млрд руб.). Было пробурено 10,155 тыс. м параметрического бурения, отработано 32,095 тыс. пог. км сейсморазведкой 2D, локализовано 6637 млрд т у.т. (в том числе 5377 млрд куб. м газа и 1260 млн т нефти и конденсата).

В результате выполненных геологоразведочных работ в 2014 году открыто 40 месторождений углеводородного сырья. Наиболее крупные из них: на шельфе Карского моря - Победа (ОАО «НК «Роснефть») с извлекаемыми запасами нефти 130 млн. т и газа 395 млрд куб. м; в ХМАО - Оурьинское (33,8 млн т нефти), Западно-Колтогорское (15,3 млн т нефти), им. Н.Я. Медведева (10,5 млн т нефти).

В 2014 году прирост извлекаемых запасов жидких углеводородов составил 750 млн т и свободного газа 1250 млрд куб. м. При этом прирост запасов в Западно-Сибирской НГП составил 341 млн т нефти и 370 млрд куб. м газа; в Восточной Сибири – 98 млн т нефти и 22,1 млрд куб. м газа; в акватории России – 6,0 млн т нефти и 197,7 млрд куб. м газа.

Общие кондиционные ресурсы углей Российской Федерации по состоянию на 01.01.2011 составляют 4089,5 млрд т. По состоянию на 1 января 2013 года, балансовые запасы угля категории А+В+С1 по России составляют 193,8 млрд тонн, в том числе бурого угля – 101,2 млрд тонн, антрацитов – 6,8 млрд тонн, каменного – 85,3 млрд тонн, из них коксующегося – 39,8 млрд тонн. Запасы углей распределенного фонда недр (кат. А+В+С1 – 29,7 млрд т и кат. С2 – 2,4 млрд т) составляют 12 % от всех запасов, учитываемых государственным балансом. Они сосредоточены на действующих предприятиях, строящихся, а также на резервных, разведываемых и перспективных для разведки участках. В структуре этих запасов доля коксующихся углей составляет 30 % (9,3 млрд т); 57 % (16,7 млрд т) запасов пригодны для отработки открытым способом добычи.

Почти 3/4 запасов учтено в Сибирском федеральном округе (21,6 млрд т) на долю других регионов приходится: Дальневосточного – 5,3 млрд т (19 %), Южного – 1,1 млрд т (4 %), Северо-Западного – 1,0 млрд тонн.

Запасы углей нераспределенного фонда недр (кат. А+В+С1 163,5 млрд т и кат. С2 – 77,2 млрд т), составляют 88 % всех запасов, учитываемых государственным балансом. Эти запасы сосредоточены, в основном, на резервных и перспективных для разведки, а также прочих участках.

Геологоразведочные работы на уголь за счет средств федерального бюджета в 2014 году выполнялись на 9 объектах с общим объемом финансирования 315,0 млн руб. По результатам поисковых работ 2014 года получен прирост прогнозных ресурсов углей категории P1 + P2 - 1923 млн т. Прирост разведанных запасов углей, полученный в 2014 году за счет средств внебюджетных источников, категории А+В+С1+С2 составляет около 650 млн т.

На Государственном балансе запасов урана Российской Федерации по состоянию на 01.01.2013 числится 708,0 тыс. тонн, в том числе по категориям А+В+С1 – 333,7 тыс. тонн и по категории С2 – 374,3 тыс. тонн. Основная часть месторождений урана на территории России сосредоточена в сложных горно-геологических условиях, требующих применения капиталоемкого способа добычи – подземного. При этом содержания полезного компонента в рудах невелико, что обуславливает высокую стоимость добычи.

Геологоразведочные работы на уран за счет средств федерального бюджета в 2014 году выполнялись на 16 объектах с общим объемом финансирования 952,0 млн руб. По результатам поисковых работ 2014 года получен прирост прогнозных ресурсов урана категории P1 + P2 - 23,4 тыс. т. Прирост запасов в 2014 году не получен.

Авария на АЭС «Фукусима» в 2011 году привела к значительному ухудшению конъюнктуры рынка (из-за остановки всех АЭС в Японии, отказа Германии, Литвы и Бельгии от развития атомной энергетики и т. д.). Из-за возникшего дисбаланса спроса и предложения на природный уран цены находятся на низком уровне. При этом значимый рост котировок на уран в среднесрочной перспективе не прогнозируется.

В *нефтяном комплексе* ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года характеризуется следующим:

- 1) Добыча нефти, увеличившись в период с 2008 года на 7,6 %, существенно (на 6,1 %) превышает значения, заложенные в ЭС-2030. Очевидно, превышение добычи над параметрами ЭС-2030 сохранится до конца первого этапа реализации ЭС-2030. Рост в Сибирском, Дальневосточном и Приволжском федеральных округах страны не только

компенсировал падение добычи в Уральском федеральном округе, но и обеспечил прирост добычи.

2) 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 в 2014 году до 58,5 млн т нефти, или 11,1 % от общей нефтедобычи в стране против 2,8 % в 2008 году. Началась разработка Приразломного месторождения; осуществлялись мероприятия по освоению других шельфовых месторождений арктических морей и о. Сахалин.

3) В составе нефтяного комплекса России начала осуществлять деятельность компания «Черноморнефтегаз» в Крымском федеральном округе. Добыча нефти и конденсата компанией в 2014 году составила около 0,6 млн т.

4) По коэффициенту извлечения нефти отмечается значительное отставание от таких стран, как Норвегия и США, хотя в последние годы по показателю КИН наметилась положительная динамика, связанная с принятием ряда стимулирующих мер, в том числе по трудноизвлекаемым запасам.

5) Экспорт нефти с 2008 года сократился на 8,1 % и составил 223,4 млн т, и достижение прогнозного уровня первого этапа представляется маловероятным. При этом в последнее время наблюдалась тенденция снижения экспорта сырой нефти при наращивании экспорта нефтепродуктов (39,8 % к уровню 2008 года), в основном за счет увеличения экспорта мазута. Также происходила диверсификация экспорта – снижался экспорт нефти на традиционные рынки Европы и стран СНГ при наращивании экспорта в страны АТР.

6) Объем переработки сырой нефти, увеличившись с 2008 года на 24,8 % до 294,3 млн т, на данный момент превышает целевой уровень первого этапа. При этом глубина переработки увеличилась с 71,9 % до 72,4 %, выход светлых нефтепродуктов – с 56,8 % до 57,0 %. Однако существенный рост (более чем в 2 раза) инвестиций в нефтепереработку и реализация программы реконструкции отрасли являются основой роста глубины и улучшения структуры переработки нефти в перспективе.

7) В эксплуатацию были запущены первая (2009 год) и вторая (2012 год) очередь трубопроводной системы ВСТО (до порта Козьмино), нефтепровод «Сковородино–Мохэ-Дацин», в Европейской части страны в промышленную эксплуатацию была введена БТС-2, что обеспечило безтранзитный выход нефти на экспорт. В новых нефтедобывающих районных построен нефтепровод Пурпе–Самотлор; начато строительство нефтепроводов Заполярье–Пурпе и Куюмба–Тайшет; принято решение о реализации проекта стро-

ительства нефтепровода-отвода от магистрального нефтепровода ВСТО до «РН-Комсомольский НПЗ».

8) Принята Генеральная схема развития нефтяной отрасли России до 2020 года, а также Программа развития нефтепродуктопроводов в России.

9) Осуществляется совершенствование антимонопольного регулирования, направленного на пресечение и предупреждение злоупотреблений доминирующим положением со стороны вертикально интегрированных компаний и антиконкурентных сговоров на внутрироссийских рынках нефтепродуктов. Получила развитие система биржевой торговли нефтепродуктами.

10) Продолжается работа по совершенствованию системы налогообложения нефтяной отрасли. Сформирована система мер налогового стимулирования добычи нефти как в новых районах, так и в традиционных для ряда особых категорий запасов, в том числе введены дифференцированные и льготные ставки НДС для месторождений, расположенных в северных регионах нефтедобычи, на шельфе, для месторождений различной стадии освоения и качественными характеристиками нефтей. Кроме того, в нефтяной отрасли был осуществлен «налоговый маневр», в соответствии с которым были снижены ставки вывозной таможенной пошлины на нефть, нефтепродукты при одновременном повышении ставки НДС на добычу нефти.

11) В целях стимулирования освоения новых месторождений Восточной Сибири и Якутии, являющихся сырьевой базой ВСТО, шельфовых месторождений в законодательстве предусмотрены льготные ставки экспортной пошлины. Разработана «единая» методика предоставления льгот по вывозным таможенным пошлинам на нефть, обеспечивающая стимулирование разработки месторождений в новых нефтегазовых регионах со сложными природно-климатическими условиями и слаборазвитой инфраструктурой.

12) Принят новый технический регламент по качеству топлива, совершенствовалась система взимания акцизов – введена дифференциация акциза в зависимости от класса топлива. Продолжается, хотя и с отставанием относительно первоначально намеченных сроков, внедрение стандартов качества топлива Класс 3 – Класс 5.

13) Реализован комплекс мер по стимулированию добычи нефти и модернизации НПЗ через так называемую систему «60-66-90», закрепившую на среднесрочную перспективу ставки таможенных пошлин по всей линейке нефтепродуктов и выровнявшую ставки на темные и светлые нефтепродукты (за исключением переходного периода по бензину).

14) Принято постановление Правительства Российской Федерации, которое устанавливает предельно допустимое значение показателя сжигания ПНГ на факельных установках в размере 5 % от общего объёма добытого ПНГ. При превышении предельно допустимого значения с 2013 года были установлены повышающие коэффициенты на уровне 12, а с 2014 года — 25. В случае отсутствия системы учёта ПНГ, соответствующей требованиям Министерства энергетики Российской Федерации, плата за выбросы осуществляется с применением к нормативам платы за выбросы дополнительного коэффициента, равного 120.

15) Утверждены Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации.

В *газовой промышленности* ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года в целом позитивный:

1) Добыча газа сократилась на 3,7% от уровня 2008 года и, в отличие от других ТЭР, отстает от прогнозной динамики. И по добыче газа, так же, как и по его потреблению, которое сократилось на 2,6 % от уровня 2008 года, достижение прогнозных значений первого этапа реализации ЭС-2030 маловероятно.

2) Нарастивается потенциал добычи газа. Введено в эксплуатацию крупнейшее Бованенковское месторождение на полуострове Ямал, вышло на проектную мощность крупнейшее Заполярное месторождение. Начато освоение глубоко залегающих неоконских пластов и валанжинских залежей Заполярного и ачимовских залежей Ямбургского месторождений. В 2008–2009 годах в Кузбассе (на восточном участке Талдинского месторождения) началась реализация первого в России метанугольного проекта (было пробурено восемь скважин). В 2010 году началась пробная эксплуатация разведочных скважин с подачей газа на автомобильные газонаполнительные компрессорные станции. В 2011 году суммарная добыча газа на Талдинской площади достигала 20 тыс. куб. м в сутки. В настоящее время Газпром ведет геологоразведочные работы на Нарыкско-Осташкинской площади Южно-Кузбасской группы месторождений. В декабре 2010 и феврале 2011 были введены в эксплуатацию две газопоршневые электростанции (ГПЭС), работающие на метане угольных пластов на Талдинском месторождении. Начата добыча газа на шельфовых месторождениях Сахалина. В Якутии на Чаяндинском месторождении в 2013 году в полном объеме проведены запланированные сейсморазведочные работы 3D, закончено строительство 11 разведочных скважин, продолжаются геологоразведочные работы на месторождении. Получено положительное заключение Главгосэкспертизы по проектной документации по объектам обустройства нефтяной оторочки Чаяндинского месторождения на

период опытно-промышленных работ (ОПР). Продолжается работа по оптимизации проектных решений в целом по месторождению.

Кроме того, разработаны проекты доразведки на Соболах-Неджелинском, Верхневилючанском, Тас-Юряхском и Среднетюнгском месторождениях, в настоящее время проводятся геологоразведочные работы. В 2013 году начаты полевые сейсморазведочные работы, ведутся подготовительные и проектно-изыскательские работы по строительству разведочных скважин.

В Иркутской области на Ковыктинском месторождении в 2013 году проводились проектно-изыскательские работы по строительству разведочных скважин. По проектной документации получено положительное заключение Главгосэкспертизы.

В октябре 2013 года на Киринском месторождении проекта «Сахалин-3» состоялся пуск газа. На Южно-Киринском месторождении (проект «Сахалин-3») продолжаются геологоразведочные работы, завершено строительство двух разведочных скважин.

3) Осуществляется строительство новых газопроводных систем. Пущена 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» (NordStream). 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 с частичным совпадением маршрута прокладки по дну Черного моря. Проводятся активные работы по газификации регионов России и строительству региональной газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры.

4) Осуществлен выход на мировой рынок СПГ на базе завода по его производству на Сахалине. Начата реализация проекта «Ямал-СПГ» мощностью до 16,5 млн т. Начаты проектно-изыскательские работы по проекту «Владивосток-СПГ», в рамках которого будет построен завод мощностью 10 млн т СПГ в год с возможностью дальнейшего расширения до 15 млн т. Первая линия завода будет введена в эксплуатацию в 2018 году. Было получено положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации и результатам инженерных изысканий. Проводятся переговоры о заключении

долгосрочных контрактов с потенциальными покупателями газа, в том числе с японскими компаниями.

5) Принята Генеральная схема развития газовой отрасли России до 2030 года; Программа комплексного освоения месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края до 2020 года.

6) Ведется работа по формированию сбалансированной системы налогообложения и таможенного регулирования. В 2011–2012 годах приняты решения о росте НДС на газ для ОАО «Газпром», как собственника объектов Единой системы газоснабжения, при применении понижающего коэффициента для независимых производителей. В 2013 году установлен новый порядок исчисления НДС при добыче природного газа и газового конденсата с учетом макроэкономических параметров и особенностей разработки месторождений. Кроме того, с 2014 года вводятся меры налогового и таможенно-тарифного стимулирования разработки месторождений на континентальном шельфе Российской Федерации с учетом специфики освоения новых перспективных регионов добычи, расположенных в трудных природно-климатических условиях. Принят Федеральный Закон от 30.11.2013 №318-ФЗ «О внесении изменений в статьи 13 и 24 Федерального закона «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности» и статьи 1 и 3 Федерального закона «Об экспорте газа», предусматривающий либерализацию экспорта СПГ. Утвержден перечень организаций, которым предоставлено исключительное право на экспорт газа в сжиженном состоянии.

7) Ведется работа по развитию внутреннего рынка: на внутреннем рынке с 2011 года оптовые цены на газ, поставляемый ОАО «Газпром», осуществляются по формуле цены. Перезапущен процесс постепенной управляемой либерализации внутреннего рынка газа через создание электронной торговой площадки, работающей по биржевым технологиям. Осенью 2014 года началась электронная торговля газом на базе Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой Биржи.

8) Получили развитие контракты крупных потребителей природного газа, в т. ч. в электроэнергетике, с независимыми производителями природного газа, доля которых в добыче выросла за 2008–2014 годы с 17,0 % до 30,5 %.

9) Ведется работа по стимулированию использования газомоторного топлива. Разработан и утвержден Правительством Российской Федерации Комплексный план мероприятий по расширению использованию природного газа в качестве газомоторного топлива от 14 ноября 2013 года №6819п-П9.

10) Экспорт природного газа (без учета СПГ) за 2008-2014 годы сократился на 11,7 %. С природным газом связаны основные риски развития экспорта страны.

Современное состояние *нефтегазохимии* характеризуется следующим.

По имеющимся оценкам, в настоящее время в передовых технически развитых странах на нефтегазохимию приходится 8–10 % внутреннего потребления нефти и свыше 5 % газа. Иная ситуация в современной России, где за последнее время объёмы производства многих видов нефтегазохимической продукции уменьшились, технический уровень снизился, отставание стало угрожающе расти не только от ведущих стран (США, Япония, западноевропейские страны), но и от развивающихся стран (Китай, Южная Корея, Бразилия, Саудовская Аравия и др.). Так, в 2008 году на производство всей нетопливной продукции было направлено 3,4 млн т нефти, что составило всего 1,4 % от объёма первичной переработки нефти в стране, и 20 млрд куб. м газа (4,3 % от объёма его внутреннего потребления).

В результате удельное потребление нефтегазохимической продукции на душу населения в России существенно отстаёт не только от развитых стран, но и от среднемирового уровня. Это обусловлено, прежде всего, недостаточным уровнем развития традиционных отраслей-потребителей нефтехимической продукции (строительство, ЖКХ, автомобилестроение, приборостроение, электроника и электротехника, упаковка и др.). Кроме того, уровень потребления нефтехимической продукции в данных отраслях низкий в связи с использованием продуктов-заменителей нефтегазохимической продукции (металла, бетона, дерева, стекла, натуральных волокон, натуральной кожи и др.). Низкий уровень использования нефтехимической продукции в отдельных отраслях-потребителях приводит к тому, что доля нефтегазохимической отрасли в российской промышленности составляет всего 2 %, что ниже уровня лидирующих стран мира.

В 2011 году началась активная стадия реализации инвестиционных нефтегазохимических проектов. Были введены в эксплуатацию мощности по производству пропилена – 180 тыс. тонн в год в ООО «Полиом» (ЗАО ГК «Титан») (2013 год), полистирола – 100 тыс. тонн в год в ЗАО «СИБУР-Химпром», г. Пермь (2012 год), АБС-пластиков – 60 тыс. тонн в год в ОАО «Нижнекамнефтехим» (2012 год), полиэтилентерефталата – 220 тыс. тонн в год в ООО «Алко-Нафта» (2012 год), г. Калининград, пропилен – 510 тыс. тонн в год и полипропилен 500 тыс. тонн в год в ОАО «Тобольск-Полимер» (2013 год). В настоящее время осуществляется строительство установки поливинилхлорида мощностью 330 тыс. тонн в год в г. Кстово (РусВинил – СП ЗАО «СИБУР Холдинг» и Солвин) и ШФЛУ-провода от Пуровска до ООО «Тобольск-Нефтехим».

Товарная номенклатура экспорта нефтегазохимического комплекса России представлена, главным образом, продукцией низкой и средней степени технологического пе-

редела. В отличие от экспорта номенклатура российского импорта представлена продукцией высоких переделов.

В то же время в России существует избыток нефтегазохимического сырья, который до 2035 года продолжит расти, а также потенциал значительного увеличения спроса на нефтегазохимическую продукцию, сырьём для которой служит продукция пиролизов.

В развитие основных положений ЭС-2030 Министерством энергетики Российской Федерации утверждён План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года (План-2030). План-2030 определяет основные стратегические цели, а также направления, механизмы и инструменты их достижения на базе реализации крупных инвестиционных проектов по переработке лёгкого углеводородного сырья (этан, сжиженные углеводородные газы, нефтя) в крупнотоннажную продукцию нефтегазохимии, входящую в компетенцию Минэнерго России – пластмассы, каучуки и продукцию органического синтеза.

Кроме того, в 2014 году утверждена Стратегия развития химического и нефтехимического комплекса до 2030 года, а также комплекс мер по стимулированию внутреннего спроса на продукцию нефте- и газохимической промышленности.

В угольной промышленности важно отметить:

1) Добыча угля в России в период 2008–2014 годов увеличилась на 8,2 % и достигла 356,1 млн т, превысив максимальный целевой показатель конца первого этапа ЭС-2030. Весь прирост добычи был обеспечен за счет роста прогрессивного открытого способа добычи. Ежегодный ввод производственных мощностей поддерживался на уровне 20 млн т, выбытие находилось на уровне 6 млн т в год.

2) Росла переработка угля, вводились новые обогатительные фабрики и установки (их суммарная производственная мощность превысила 200 млн т). Возрос объем переработки угля на обогатительных фабриках с 110,4 млн тонн (34 % добычи) до 161,9 млн тонн (45,5 %).

3) Осуществлялось техническое перевооружение отрасли. Производительность труда рабочего по добыче увеличилась на 19 % (оставаясь значительно ниже уровня развитых стран), уровень производственного травматизма устойчиво снижался (0,15 случая смертельного травматизма на 1 млн т добычи угля в 2012 году), но остается выше, чем в развитых угледобывающих странах.

4) Началось промышленное освоение Эльгинского месторождения, построена железная дорога, связывающая его с БАМом. Началась подготовка к освоению Элегестского месторождения Улуг-Хемского угольного бассейна, в т. ч. строительство железной дороги до Транссиба. Продолжалось развитие Инаглинского и Денисовского угольных комплексов в южной части Якутии.

5) Потребление угля в 2008-2014 годах сократилось на 14,9 %. Стагнация и сокращение внутреннего потребления угля обусловлена усилением межтопливной конкуренции и ростом доли газа в структуре энергобаланса. Кроме того, негативное влияние оказывают ограничения в логистике.

6) Экспорт угля увеличился с 101,1 млн т в 2008 году до 153,2 млн т в 2014 году (в 1,5 раза) и превысил показатель первого этапа реализации ЭС-2030. Осуществлен масштабный выход на рынки стран АТР, особенно на рынок Китая. Развивались и портовые мощности для экспорта угля (Ванино, Посыет, Усть-Луга, Тамань и др.).

7) Принята Программа развития угольной промышленности России до 2030 года; ряд нормативно-правовых актов, касающихся вопросов государственного управления угольной промышленностью в части обязательного проведения дегазации на угольных шахтах, повышения мер административной ответственности за нарушения требований безопасности.

8) Принят «Комплекс мер по развитию углехимической промышленности и увеличению объемов производства продуктов углехимии». Реализация комплекса мер позволит создать стимулирующую среду для разработки и внедрения технологий глубокой переработки угля в России, условия для производства и реализации инновационной продукции на внутреннем и мировом рынках, позволит решить задачи импортозамещения, а также повышения эффективности производства за счет собственной сырьевой базы

9) В сфере налогообложения угольной отрасли вместе с введением гибкой ставки НДС, учитывающей также нормы безопасности, установлены правила определения коэффициентов-дефляторов к ставке НДС по каждому виду угля (антрацит, коксующийся, бурый, прочий).

В *электроэнергетике* при описании современного состояния отрасли и хода реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года необходимо выделить:

1) Производство электроэнергии уверенно движется в прогнозном коридоре ЭС-2030. При росте на 1,8 % к уровню 2008 года вероятность достижения целевых показателей к концу первого этапа достаточно велика. Потребление электроэнергии в 2008-2014 годах увеличилось на 2,9 % и уже находится в интервале значений, прогнозируемых на конец первого этапа реализации ЭС-2030. Нетто-экспорт электроэнергии в 2014 году оказался ниже уровня 2008 года на 34,3 %.

2) С начала реализации ЭС-2030 шел активный ввод генерирующих мощностей, и установленная мощность электростанций в 2013 году увеличилась по сравнению с 2008 годом на 14,7 млн кВт или на 6,5 %, а по сравнению с 1990 годом – на 27,0 млн кВт

или 12,6 %, что создает благоприятные предпосылки для проведения обновления оборудования в электроэнергетике.

3) . Принята Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2030 года, а также Программа модернизации электроэнергетики России до 2020 года.

Было введено в промышленную эксплуатацию несколько новых энергоблоков на ТЭС (в том числе парогазовые блоки на Яйвинской ГРЭС, Среднеуральской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-2, Киришской ГРЭС, а также на новой Няганской ГРЭС); несколько новых энергоблоков на АЭС (на Ростовской АЭС, Калининской АЭС), причем строительство еще 6 энергоблоков продолжается (1 блок на Белоярской АЭС, 1 блок на Ростовской АЭС, 2 блока на Нововоронежской АЭС-2 и 2 блока на Ленинградской АЭС-2).

В гидроэнергетике было завершено строительство нескольких электростанций (в том числе Егорлыкской ГЭС-2, Усть-Среднеканской ГЭС, Богучанской ГЭС), некоторые ГЭС продолжают строиться (Гоцатлинская ГЭС и др.). Отдельно нужно отметить завершение восстановления Саяно-Шушенской ГЭС после аварии 2009 года

4) Развивается сетевая инфраструктура электроэнергетики. Было 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. Линии электропередачи строились для удовлетворения как внутренних потребностей, так и экспорта. Так, в 2012 году была введена в эксплуатацию новая линия 500 кВ Амурская–Хэйхэ. Помимо этого, были смягчены сетевые ограничения на межрегиональные перетоки электроэнергии и мощности. В регулировании электросетевого комплекса был законодательно закреплён принцип установления тарифов на долгосрочный период. В 2013 году ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС» были объединены в рамках созданного ОАО «Россети». Была принята стратегия развития электросетевого комплекса России. Существенно повысилась доступность сетевой инфраструктуры: 2012 году была утверждена «дорожная карта» «Повышение доступности энергетической инфраструктуры».

5) Значительного прогресса в развитии электроэнергетических систем удалось добиться на Дальнем Востоке и в Байкальском регионе. Ведется реализация проектов по строительству Якутской ГРЭС-2, 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ, Сахалинской ГРЭС-2, ТЭЦ в г. Советская Гавань, Усть-Среднеканской ГЭС, ветровых и солнечных электростанций и др.

6) За рассматриваемый период завершён основной этап реформирования отрасли, в результате которого было ликвидировано ОАО РАО «ЕЭС России» и создана на

его базе группа независимых компаний в конкурентных секторах и ряд компаний с государственным контролем в естественно-монопольных секторах. Завершена либерализация оптового рынка электроэнергии и мощности, за исключением секторов, отнесенных к регулируемым. Для развития конкуренции на розничных рынках электроэнергии были приняты изменения в основные положения функционирования этих рынков. Продолжается разработка мер по ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике.

В области *атомной энергетики и ядерного топливного цикла*, характеризуя ход реализации ЭС-2030, следует отметить следующее.

Принята Государственная программа «Развитие атомного энергопромышленного комплекса».

Для ввода новых основных фондов и поддержания имеющихся в надлежащем состоянии, а также для обеспечения эффективной и безопасной работы атомных электростанций России в рамках Программы деятельности Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» на долгосрочный период (2009–2015 годы) были осуществлены мероприятия по:

- 1) вводу в промышленную эксплуатацию на Ростовской АЭС энергоблока №2 установленной мощностью 1000 МВт в 2010 году и энергоблока №3 установленной мощностью 1070 МВт в 2014 году; энергоблока № 4 Калининской АЭС установленной мощностью 1000 МВт в 2012 году; физическому пуску реактора энергоблока № 4 Белоярской АЭС в 2014 г;
- 2) продолжению строительства новых энергоблоков на имеющихся и новых площадках АЭС;
- 3) модернизации действующих атомных станций, в рамках которой осуществляется программа продления эксплуатационного ресурса энергоблоков действующих АЭС;
- 4) модернизации и замене оборудования, обеспечивающего безопасную и устойчивую работу действующих энергоблоков АЭС.

Осуществляемые мероприятия по восстановлению ресурсных характеристик графитовой кладки реакторных установок РБМК-1000 обеспечивают работу соответствующих энергоблоков до окончания продленного срока эксплуатации (15 лет), сохраняя позитивную динамику производства энергии на АЭС.

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.

В *теплоснабжении* достигнуты следующие результаты:

- 1) За прошедший период с начала реализации ЭС-2030, в связи с более низкими темпами развития экономики страны, по сравнению с предусмотренными в Стратегии, теплотребление в России снижалось.
- 2) Выросли показатели износа основных фондов теплоснабжения (до 65-70%), коэффициент использования установленной тепловой мощности электростанций снизился до величины, не превышающей 50 %.
- 3) Сократилась протяженность тепловых сетей на 7 % (более чем на 13,5 тыс. км).
- 4) Увеличились потери в тепловых сетях (с 18 до 20 %), продолжает расти расход электроэнергии на перекачку теплоносителя (превышает 40 кВт·ч/Гкал).
- 5) Начался процесс формирования территориальных рынков тепловой энергии на базе создания единой теплоснабжающей организации.
- 6) Получила развитие малая распределенная энергетика, играющая возрастающую роль в конкуренции с централизованным теплоснабжением.
- 7) Принят Федеральный закон «О теплоснабжении», в соответствии с которым, хотя и медленно, но начали разрабатываться Схемы теплоснабжения поселений, формироваться Программы по модернизации теплового хозяйства регионов страны, осуществляться организационные преобразования.
- 8) Утвержден План мероприятий («дорожная карта») «Внедрение целевой модели рынка тепловой энергии», который предполагает установление предельной цены на энергию из общей тепловой сети с применением метода «альтернативной котельной» с использованием формулы, включающей технико-экономические параметры последней с учетом региональных особенностей
- 9) Возросла оснащенность приборами учета основных видов потребляемых энергоресурсов до 40 %, обязательные энергетические обследования учреждений на региональном уровне выполнены лишь на 30 %, в муниципальных образованиях в пределах 20 %, несмотря на то, что для этих целей было создано более 5000 энергоаудиторских компаний и около 400 энергосервисных предприятий. Их деятельность ориентирована, прежде всего, на теплоснабжение, как наиболее энергоемкую отрасль экономики страны.
- 10) Работы по техническому перевооружению теплоснабжающих систем проводились теплоснабжающими компаниями в основном за счет собственных средств. Государственные дотации осуществлялись, прежде всего, на поставку топлива в отдаленные труднодоступные регионы и проведение модернизации коммунальной теплоэнергетики.
- 11) Сокращается величина резервов производственных мощностей в результате оптимизации схем теплоснабжения и вывода из эксплуатации неэкономичных тепло-

источников, что является положительным трендом, способствующим сокращению издержек на эксплуатацию систем.

12) Из-за рассогласованности параметров регулирования электрического и теплового рынков продолжает обостряться ситуация с теплофикацией (когенерацией) – стратегическим направлением в теплоснабжении. Сохраняется тенденция оттока потребителей из теплофикационных систем, растет число мелких котельных.

По состоянию на конец 2013 года основные параметры, определенные Энергетической стратегией России на период до 2030 года, в сфере теплоснабжения не были достигнуты, а в отдельных аспектах ситуация даже ухудшилась. Во многом негативные тенденции, имеющиеся в теплоснабжении, обусловлены тем, что принимаемые решения не подкреплялись соответствующими организационными мерами, материально-технической базой и финансовыми ресурсами.

В области *использования возобновляемых источников энергии и местных видов топлива* мониторинг хода реализации ЭС-2030 показывает, что доля ВИЭ (без учета крупных ГЭС) в производстве электроэнергии в 2005–2014 годах оставалась практически неизменной и составляла величину около 0,2 %. При этом Энергетическая стратегия России на период до 2030 года предусматривала ускоренный рост возобновляемой энергетики. Согласно Стратегии, предусматривалось увеличение доли ВИЭ (кроме гидроэлектростанций мощностью более 25 МВт) в производстве электрической энергии до 2020 года примерно с 0,5 до 4,5 %.

К 2030 году производство электроэнергии на базе ВИЭ должно составлять не менее 80–100 млрд кВт·ч в год (около 7 % от общей выработки).

Тепловая энергия с использованием возобновляемых источников энергии производится системами солнечного горячего водоснабжения, тепловыми электростанциями и котельными с использованием отходов лесозаготовок, лесопереработки, отходов сельского хозяйства и т. п., системами геотермального теплоснабжения, тепловыми насосами и другими установками. По имеющимся оценкам в настоящее время общий объем тепловой энергии, вырабатываемой с использованием возобновляемых источников энергии, составляет порядка 62,5 млн Гкал или около 4 % от объема отпуска тепловой энергии электростанциями и котельными.

Таким образом, анализ хода реализации этого направления в 2008-2014 годах показывает, что оценки ЭС-2030 оказались слишком оптимистичными.

Правительством Российской Федерации в рассматриваемый период были приняты решения, определяющие основные механизмы стимулирования развития энергетики на основе использования ВИЭ. Стимулирование будет осуществляться через оптовый рынок

электроэнергии за счет получения объектом ВИЭ, который прошел специальный конкурс, повышенной платы за мощность, гарантирующей окупаемость затрат на строительство. Такая плата будет предоставляться ветряным и солнечным станциям, а также малым ГЭС.

Мощность, производимая использующими возобновляемые источники энергии электростанциями, на оптовом рынке электроэнергии будет продаваться с учетом степени участия в ее производстве отечественного оборудования. Договоры о присоединении соответствующих субъектов электроэнергетики к торговой системе оптового рынка будут заключаться по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, и квалифицированных по степени использования в производстве электроэнергии основного и вспомогательного оборудования, произведенного на территории России («степени локализации»). Цену за мощность, производимую указанными генерирующими объектами, будет определять коммерческий оператор оптового рынка по утвержденным правилам, предусматривающим, в том числе, использование коэффициента, отражающего выполнение целевого показателя степени локализации.

Был принят ряд других важных нормативно-правовых актов, направленных на совершенствование законодательной базы в сфере ВИЭ. В частности, было установлено, что для подтверждения объема производства электроэнергии на квалифицированных генерирующих объектах, работающих на основе возобновляемых источников энергии, их собственникам должны выдаваться сертификаты. Был утвержден Порядок определения степени локализации в отношении генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии. В схему теплоснабжения включено обязательное требование, в соответствии с которым полномочные органы местного самоуправления поселений, городских округов должны приводить анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии.

Приложение Б
к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Прогнозные показатели динамики внутреннего и внешнего спроса на энергетические ресурсы

Б.1 Прогнозные показатели динамики внутреннего спроса на энергетические ресурсы на период до 2035 года

	годы														
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	
Внутреннее потребление первичной энергии, млн. т у.т.	993	1008	1014	1007	999	994	1001	1008	1017	1032	1044	1105	1150	1185	
то же, %% к 2014 году	99	101	102	101	100	<u>99</u>	<u>100</u>	<u>101</u>	<u>102</u>	<u>103</u>	<u>104</u>	<u>111</u>	<u>115</u>	<u>119</u>	
Внутреннее потребление нефти (переработка), млн т	250	257	271	281	294	<u>292</u>	<u>291</u>	<u>289</u>	<u>285</u>	<u>279</u>	<u>276</u>	<u>261</u>	<u>254</u>	<u>246</u>	
то же, %% к 2014 году	85	87	92	96	100	<u>99</u>	<u>99</u>	<u>98</u>	<u>97</u>	<u>95</u>	<u>94</u>	<u>89</u>	<u>86</u>	<u>84</u>	
Внутреннее потребление газа, млрд куб. м	460	471	468	469	462	<u>459</u>	<u>461</u>	<u>467</u>	<u>474</u>	<u>484</u>	<u>492</u>	<u>538</u>	<u>559</u>	<u>571</u>	
то же, %% к 2014 году	100	102	101	102	100	<u>99</u>	<u>100</u>	<u>101</u>	<u>103</u>	<u>105</u>	<u>106</u>	<u>117</u>	<u>121</u>	<u>124</u>	
Внутреннее потребление твердого топлива, млн т у.т.	179	176	180	172	166	<u>162</u>	<u>155</u>	<u>154</u>	<u>154</u>	<u>157</u>	<u>159</u>	<u>166</u>	<u>173</u>	<u>177</u>	
то же, %% к 2014 году	108	106	109	104	100	<u>98</u>	<u>94</u>	<u>93</u>	<u>93</u>	<u>94</u>	<u>96</u>	<u>100</u>	<u>104</u>	<u>107</u>	
Внутреннее потребление электроэнергии, млрд кВт·ч	1021	1041	1063	1055	1062	<u>1062</u>	<u>1066</u>	<u>1075</u>	<u>1084</u>	<u>1097</u>	<u>1111</u>	<u>1197</u>	<u>1310</u>	<u>1440</u>	
то же, %% к 2014 году	96	98	100	99	100	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>101</u>	<u>102</u>	<u>103</u>	<u>105</u>	<u>113</u>	<u>123</u>	<u>136</u>	
						100	100	101	102	103	104	111	118	124	

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

Б.2 Прогнозные показатели динамики экспорта российских энергоресурсов на период до 2035 года

	годы													
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Экспорт - всего,	890	903	899	922	922	<u>926</u>	<u>915</u>	<u>915</u>	<u>923</u>	<u>943</u>	<u>975</u>	<u>1101</u>	<u>1105</u>	<u>1103</u>
млн. т у.т.						921	912	908	898	893	886	942	957	945
то же, %% к 2014 году	97	98	98	100	100	<u>100</u>	<u>99</u>	<u>99</u>	<u>100</u>	<u>102</u>	<u>106</u>	<u>119</u>	<u>120</u>	<u>120</u>
						100	99	98	97	97	96	102	104	102
в том числе:														
- сырая нефть, млн т	248	242	239	246	231	<u>238</u>	<u>236</u>	<u>237</u>	<u>240</u>	<u>245</u>	<u>247</u>	<u>260</u>	<u>268</u>	<u>274</u>
						237	242	243	242	243	246	255	247	237
- природный газ, млрд. куб. м	223	230	215	234	208	<u>200</u>	<u>193</u>	<u>196</u>	<u>203</u>	<u>218</u>	<u>244</u>	<u>324</u>	<u>324</u>	<u>317</u>
						198	192	189	186	185	184	240	273	283
- уголь, млн. т у.т.	77	84	95	108	121	<u>122</u>	<u>124</u>	<u>125</u>	<u>126</u>	<u>128</u>	<u>130</u>	<u>153</u>	<u>156</u>	<u>160</u>
						121	121	121	122	123	122	122	122	123
- электроэнергия, млрд. кВт.ч	17	14	6	4	0	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>8</u>	<u>12</u>	<u>18</u>	<u>35</u>	<u>47</u>	<u>74</u>
						0	0	0	8	12	18	23	28	32

Приложение В
к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Индикаторы достижения целевых установок Стратегии

В.1 Целевые индикаторы рационального потребления топлива и энергии

	1-й этап	2-й этап
Удельная энергоёмкость валового внутреннего продукта (в процентах к 2014 году)	94	63
Удельная электроёмкость валового внутреннего продукта (в процентах к 2014 году)	94	72
Снижение удельных расходов топлива на выработку электроэнергии (в процентах к 2014 году)	2	13
Снижение удельных расходов газа на собственные нужды отрасли (в процентах к 2014 году)	6	21
Доля основных энергоресурсов во внутреннем потреблении (в процентах)		
газ и нефтепродукты	71	70
твёрдые топлива	15	15
ВИЭ, атомная энергия	14	15

В.2 Целевые индикаторы стимулирования экономики и повышения качества жизни населения

1-й этап	2-й этап
Доля валовой добавленной стоимости, производимой в ТЭК, в валовом внутреннем продукте Российской Федерации (в процентах на конец этапа) 28	19
Доля налоговых и таможенных платежей предприятий ТЭК в налоговых доходах консолидированного бюджета Российской Федерации (в процентах на конец этапа) 29	22
Доля экспорта топливно-энергетических ресурсов в общем стоимостном объеме экспорта России (в процентах на конец периода) 57	33
Увеличение среднегодовых заказов ТЭК на оборудование, материалы и строительство (в процентах к среднегодовым объемам в 2011-2014 годах) 30	75
Доля затрат на энергию в доходах домохозяйств (в процентах на конец этапа) 8	6,5
Индекс роста внутренних цен на сетевой газ Индекс ИПЦ плюс 1,5-2%	
Индекс роста внутренних цен на электроэнергию Индекс ИПЦ плюс 0,5-1%	

В.3 Целевые индикаторы внешнеэкономической деятельности

1-й этап	2-й этап
Увеличение объёмов экспорта первичной энергии (в процентах к 2014 году) 8	20
Увеличение выручки от экспорта топлива и энергии (в процентах к 2014 году) 9	30
Доля газа в общем экспорте топлива и энергии (в процентах на конец этапа) 30	33
Доля Азиатско-тихоокеанского региона в общем экспорте топлива и энергии (в процентах на конец этапа) 25	39

В.4 Целевые индикаторы обеспечения экологически безопасного развития энергетики

1-й этап	2-й этап
Снижение удельных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сброса загрязнённых сточных вод в водоемы, образования отходов предприятиями энергетического сектора (в процентах к 2014 году) не менее 25	не менее 50
Обеспечение уровня эмиссии парниковых газов (в процентах к 1990 году) 71	78

В.5 Целевые индикаторы обеспечения надежного функционирования топливно-энергетического комплекса

1-й этап	2-й этап	
Отношение среднегодового прироста балансовых запасов основных видов топлива к среднегодовым объемам их добычи не менее 1		
Увеличение производства основных энергоресурсов (в процентах к 2014 году)		
первичная энергия	8	22
электроэнергия	8	43
газ	17	39
ВИЭ и атомная энергия	12	65
Обеспеченность федеральных округов собственными энергоресурсами (в процентах на конец этапа)		
Центральный	18	20
Северо-Западный	80	83
Южный	66	61
Сев-Кавказский	106	108
Приволжский	99	94
Крымский	55	68
Уральский	592	657
Сибирский	170	159
Дальневосточный	218	229
Снижение среднего износа основных производственных фондов (в процентах к 2014 году)		
7	25	
Доля отечественного оборудования в общих его заказах ТЭК (в процентах на конец этапа)		
55-60	80-85	
Доля затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство (в процентах на конец этапа)		
не менее 1,5	не менее 3	
Обеспеченность ТЭК квалифицированными отечественными кадрами (в процентах на конец этапа)		
не менее 70	до 100	
Доля затрат на подготовку и обучение персонала в общем объеме затрат на технологические инновации (в процентах на конец этапа)		
не менее 0,4	не менее 1	

Приоритетные энергетические технологии

Важными особенностями отечественной энергетики, требующими учета при разработке научно-технической политики, служат:

- большая технологическая инерционность отрасли, обусловленная высокой затратностью и длительными сроками разработки новых технологий, длительным инвестиционным циклом их промышленного освоения;
- междисциплинарный характер необходимых научных исследований и межотраслевой состав НИОКР, что значительно усложняет процесс создания новой техники;
- высокие риски и относительно низкая инвестиционная привлекательность технологических разработок вследствие небольшой емкости внутреннего рынка для многих новых энергетических технологий;
- монополизация разработок и производства новейшего энергетического оборудования транснациональными энергомашиностроительными корпорациями, что усложняет выход отечественных производителей на мировые рынки и усиливает конкуренцию на внутреннем рынке;
- большая альтернативность направлений технологического развития энергетики страны, обусловленная широкими возможностями взаимозаменяемости ТЭР, и крупные экономические потери от неверных решений, что повышает требования к качеству и обоснованности технологических прогнозов;
- большая неопределенность долгосрочного развития энергетики, вызванная неоднозначностью будущих состояний экономики страны и внешних энергетических рынков, формирующих соответственно внутренний и внешний спрос на российские ТЭР;
- нестабильность действующей в стране нормативно-правовой базы, что затрудняет формирование привлекательного инвестиционного климата в инновационной сфере.

При реализации научно-технической политики в энергетике страны необходимо учитывать сложившиеся в последние годы тенденции:

- усиление в глобальном масштабе конкурентной борьбы в сфере технологических разработок, прежде всего за высоко квалифицированные кадры, идеи и инвестиции;
- рост затрат в разработку новых энергетических технологий;
- увеличение оттока из страны конкурентоспособных кадров, знаний, технологий и капитала;

- ускорение темпов накопления научно-технических знаний и внедрения новых технологий, требующие усиления подготовки и регулярного повышения квалификации научных и инженерных кадров.

Проводимая в энергетике научно-техническая политика должна органично вписываться в систему стратегического планирования, определяемую Федеральным законом Российской Федерации от 28 июня 2014 года № 172-ФЗ, и в формирующуюся федеральную и отраслевую систему технологического прогнозирования. Она должна учитывать принятый План мероприятий («дорожную карту») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса» на период до 2018 года (распоряжение Правительства Российской Федерации №1217-р от 3 июля 2014 года), установки государственных программ Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» (постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 года №328), «Развитие науки и технологий на 2013-2020 годы» (постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 года №301) и других нормативно-правовых актов в сфере энергетики, промышленности и науки.

Важным элементом научно-технической политики должно стать технологическое прогнозирование, уменьшающее неопределенности перспективного развития энергетики, что способствует снижению бизнесом оценок рисков и росту инвестиционной привлекательности вложений в создание и коммерциализацию новых энергетических технологий.

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

На *федеральном уровне* в рамках ДПНТР 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). Задача решается в условиях большой неопределенности многих факторов, как внешних (потенциальные угрозы, вызовы, «окна возможностей» и т.д.), так и внутренних (достижение целевых значений технико-экономических, экологических и др. показателей). Большинство таких технологий обычно находится на ранних стадиях разработки и их создание требует выполнения большого объема фундаментальных и поисковых НИР, часто имеющих междисциплинарный характер. Необходимо обеспечить координацию таких работ.

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. Создание в стране прорывных технологий могло бы обеспечить долгосрочные конкурентные преимущества отечественным производителям энергетической техники на внутреннем и внешних рынках. Таким технологиям должно отдаваться предпочтение при формировании долгосрочных программ развития науки и технологий в стране.

На *отраслевом уровне* из состава перспективных технологий выбираются *приоритетные технологии*, для которых обоснована целесообразность крупномасштабного внедрения которых в энергетику страны в кратко- и среднесрочной перспективе (5–10 лет). Обычно такие технологии находятся на поздних стадиях разработки, их прототипы и ключевые элементы прошли тестирование на опытных или пилотных установках, достаточно надежно подтверждены их основные технические характеристики, имеются оценки технико-экономических показателей.

Среди приоритетных технологий отбираются такие, которые целесообразно разрабатывать внутри страны. Отбор может производиться как на основе экономических критериев (большая народнохозяйственная эффективность внедрения, высокая конкурентоспособность с альтернативными техническими решениями, приемлемая емкость внутреннего рынка и/или высокий экспортный потенциал, достаточные для организации рентабельного производства соответствующего оборудования на отечественных предприятиях), так и из условий обеспечения требований национальной безопасности. В последнем случае принимается во внимание, что отсутствие соответствующих *отечественных технологий* может ограничить развитие и функционирование отдельных секторов энергетики страны и создать угрозу национальной безопасности, прежде всего, в таких ее аспектах, как энергетическая безопасность и технологическая независимость отраслей ТЭК. Данная задача решается путем поиска разумного компромисса в отраслях ТЭК между отечественными технологическими разработками, крупномасштабными технологическими заимствованиями (трансфером передовых зарубежных технологий с локализацией производства) и прямым импортом оборудования, материалов, технологий. При этом необходим учет затрат на НИОКР, мультипликативных эффектов в смежных отраслях экономики и социальной сфере, а также рисков различной природы.

Для разрабатываемых технологий нужно сформировать целевые требования (технические, экологические, экономические) и обеспечить межотраслевую координацию работ. Кроме того, для отобранных технологий необходимо определить *критические эле-*

менты (оборудование, материалы, компетенции и т. д.), отсутствие которых в стране не позволит создать соответствующие технологии в планируемые сроки. Потребуется специальные организационные усилия, материальные и интеллектуальные ресурсы для решения данной проблемы. Управление технологическими разработками целесообразно осуществлять с использованием соответствующих «дорожных карт».

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 широкомасштабно 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 низко-рентабельных месторождений ТЭР, прежде всего углеводородов, а также местных видов топлива, сдерживание роста удельных затрат в добычу ископаемых топлив, сокращение потребления ТЭР на собственные нужды добычного 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 внутрипластовые 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.

Потенциальные эффекты:

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 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 добычных 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.

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 отмечены 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 долгосрочное прогнозирование мировых и отечественных энергетических рынков, прежде всего рынков нефти и природного газа и продуктов их глубокой переработки.

Потенциальные эффекты:

Новые отечественные технологии переработки углеводородного сырья и катализаторы с длительным ресурсом работы и приемлемой стоимостью позволят выполнить требования Стратегии по увеличению к 2035 году глубины переработки нефти с нынешних 72 до 90 % и выходу светлых нефтепродуктов с 58 до 73–74 % и повышению их качества, а также решить проблему обеспечения технологической независимости отечественной нефте- и газопереработки.

Для выполнения предложения Стратегии по значительному наращиванию объемов экспорта газа в сжиженном виде и обеспечения при этом технологической независимости газовой отрасли потребуются отечественные высокоэффективные технологии крупнотоннажного производства сжиженного природного газа.

Высокие затраты в добычу и переработки тяжелых нефтей и риски их невозврата требуют тщательного обоснования этих мероприятий и разработки оптимальной стратегии их осуществления. Ключевой проблемой при этом является большая неопределенность конъюнктуры энергетических рынков, прежде всего рынков нефти и нефтепродуктов в стратегической перспективе, зависящая от многих, в том числе технологических факторов. Решению данной проблемы будут способствовать разрабатываемые методы и программные средства долгосрочного прогнозирования технологического прогресса и эволюции мировых и отечественных энергетических рынков. Данные разработки обеспечат независимый мониторинг и анализ развития технологий и мировых энергетических рынков, что позволят, в частности, выработать оптимальные варианты вывода тяжелых отечественных нефтей и продуктов их переработки на внутренние и внешние рынки, а

также предложить наиболее эффективные меры управления этим процессом с использованием рыночных и административных воздействий.

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 20–70 МВт на базе ГТУ 16–25 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) микро-когенерация 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.

Потенциальные эффекты:

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. Кроме того, данная технология обладает значительным экспортным потенциалом.

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 отечественные паровые турбины 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 на их основе требует специального 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. На внутреннем рынке их легко заменят ПГУ 300–500 МВт на базе ГТУ 110–180 МВт.

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.

Реконструкция существующих газовых ТЭЦ и развитие теплофикации в стране целесообразно базировать на высокоэффективных ПГУ с высокими маневренными характе-

ристиками. Применению ПГУ 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 твёрдых 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 ископаемых топлив в электрическую энергию;
- электрохимические аккумуляторы 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. Появляется реальный шанс для отечественной экономики перехода от сырьевого уклада к высокотехнологичному. 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 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 тепловой 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 производства 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 энергетики 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, применения в конструкции реактора естественных процессов расхолаживания активной зоны, более глубокого выжигания ядерного топлива и т. д.;

- 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 разработкой новых методов, технологий и оборудования производства ядерного топлива, переработки отработанного топлива, длительного хранения радиоактивных отходов.

Масштабы внедрения атомных энергоустановок в энергетику страны до 2035 года существенно увеличатся. Имеет место 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;
- новые технологии производства и хранения водорода у потребителей для целей повышения эффективности электрогенерации на основе ВИЭ (в составе промежуточного водородного цикла):
 - эффективные технологии электролиза воды, в т. ч. под высоким давлением;
 - технологии хранения водорода под высоким давлением;
 - криогенные технологии хранения водорода;
 - сорбционные технологии 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 сплошностью 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 аккумулированием 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 электрогене-

рации со стохастической энергоотдачей, с реализации 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, устройств релейной защиты и автоматики, средства быстрой коммутации при двустороннем энергообмене и др.;

- 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;

- аккумулирование 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 райо-

нах с высокой сейсмичностью, низким гидравлическим сопротивлением и новыми наружными антикоррозийными покрытиями.

Потенциальные эффекты:

Внедрение представленных технологий позволит сократить потери энергии с сетей, 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 средств автоматизации нового поколения;
- микропроцессорная техника, информационно-коммуникационные технологии для целей мониторинга и дистанционного управления энергогенерирующим и энергопотребляющим оборудованием.

Потенциальные эффекты:

Широкомасштабное применение новых теплоизоляционных и конструкционных материалов в домостроении может на длительное время заморозить рост потребления тепловой энергии зданиями на цели отопления. Потребуется законодательное закрепление более жестких нормативов в отношении термических сопротивлений ограждающих конструкций зданий. 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. Емкость рынка для него в стране огромна. 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 %. В данной области имеет место огромный потенциал импортозамещения. В страну ежегодно завозится источников света и светового оборудования на сумму около 1 млрд долл. США.

В настоящее время электродвигателями потребляется более половины производимой в стране электроэнергии. Широкомасштабное применение высокоэффективных электродвигателей, частотно-регулируемых электроприводов и интеллектуальных систем управления ими позволит существенно сократить данные расходы. Целесообразно возродить на новой технологической основе отечественную электротехническую промышленность, что позволит решить задачи импортозамещения и сформировать потенциал для высокотехнологичного экспорта. В настоящее время ежегодный импорт электрических машин (двигателей, генераторов) достигает 3,2 млрд долл., трансформаторного оборудования – 1,7 млрд долл., электрической аппаратуры (коммутаторной, защитной и т. д.) – 3,5 млрд долл., кабельной продукции – 1,4 млрд долл., аккумуляторных батарей – 0,9 млрд долл. Это же относится к насосной технике с электроприводом. Импорт жидкостных насосов достигает 1,8 млрд долл., а воздушных – 2 млрд долл. в год.

Значительных объемов экономии электроэнергии можно достичь за счет вывода из эксплуатации старых энергорасточительных электробытовых приборов и замены их новыми высокоэффективными. Потребление электроэнергии населением достигло 141 млрд кВт·ч в год или 14 % ее производства в стране. В данной области имеются большие возможности для импортозамещения. Только средств климат-контроля в страну ежегодно завозится на сумму около 1,8 млрд долл. США (более 46 % приходится на Китай), примерно на такую же сумму поставляются из-за рубежа водонагреватели (47 % из Китая).

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

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.

Приложение Д
к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Основные параметры рационального топливно-энергетического баланса

Таблица Д.1 – Энергетический баланс России на период до 2035 года

	годы													
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Внутреннее потребление, млн. т у.т.	993	1008	1014	1007	999	994	1001	1008	1017	1032	1044	1105	1150	1185
%% к 2014 году	99	101	102	101	100	<u>99</u>	<u>100</u>	<u>101</u>	<u>102</u>	<u>103</u>	<u>104</u>	<u>111</u>	<u>115</u>	<u>119</u>
из общего потребления:						99	100	100	101	102	103	107	111	113
- газ	514	524	523	524	515	<u>511</u>	<u>513</u>	<u>519</u>	<u>527</u>	<u>538</u>	<u>546</u>	<u>594</u>	<u>619</u>	<u>631</u>
- жидкие	173	181	181	175	182	<u>183</u>	<u>185</u>	<u>187</u>	<u>188</u>	<u>190</u>	<u>193</u>	<u>196</u>	<u>199</u>	<u>202</u>
- уголь и прочие	179	176	180	172	166	<u>183</u>	<u>183</u>	<u>184</u>	<u>185</u>	<u>187</u>	<u>190</u>	<u>193</u>	<u>198</u>	<u>201</u>
- неуглеродные	128	127	130	136	136	<u>162</u>	<u>155</u>	<u>154</u>	<u>154</u>	<u>157</u>	<u>159</u>	<u>166</u>	<u>173</u>	<u>177</u>
						<u>163</u>	<u>157</u>	<u>158</u>	<u>157</u>	<u>158</u>	<u>160</u>	<u>161</u>	<u>167</u>	<u>165</u>
						<u>138</u>	<u>147</u>	<u>147</u>	<u>148</u>	<u>147</u>	<u>146</u>	<u>149</u>	<u>160</u>	<u>175</u>
						<u>138</u>	<u>147</u>	<u>146</u>	<u>147</u>	<u>147</u>	<u>145</u>	<u>152</u>	<u>156</u>	<u>164</u>
То же в %%:														
- газ	51,7	52,0	51,5	51,5	51,5	<u>51,4</u>	<u>51,3</u>	<u>51,5</u>	<u>51,8</u>	<u>52,1</u>	<u>52,3</u>	<u>53,7</u>	<u>53,8</u>	<u>53,3</u>
- нефтепродукты	17,4	18,0	17,8	17,4	18,3	<u>51,3</u>	<u>51,1</u>	<u>51,3</u>	<u>51,5</u>	<u>51,7</u>	<u>51,8</u>	<u>52,8</u>	<u>53,1</u>	<u>53,0</u>
- твердое топливо	18,0	17,4	17,7	16,9	16,6	<u>18,4</u>	<u>18,5</u>	<u>18,6</u>	<u>18,5</u>	<u>18,5</u>	<u>18,5</u>	<u>17,8</u>	<u>17,3</u>	<u>17,0</u>
- неуглеродные	12,9	12,6	12,8	13,5	13,6	<u>18,4</u>	<u>18,4</u>	<u>18,4</u>	<u>18,4</u>	<u>18,4</u>	<u>18,5</u>	<u>18,0</u>	<u>17,8</u>	<u>17,8</u>
						<u>16,3</u>	<u>15,5</u>	<u>15,3</u>	<u>15,2</u>	<u>15,2</u>	<u>15,3</u>	<u>15,0</u>	<u>15,0</u>	<u>14,9</u>
						<u>16,4</u>	<u>15,8</u>	<u>15,7</u>	<u>15,5</u>	<u>15,5</u>	<u>15,6</u>	<u>15,0</u>	<u>15,1</u>	<u>14,6</u>
						<u>13,9</u>	<u>14,6</u>	<u>14,6</u>	<u>14,5</u>	<u>14,3</u>	<u>13,9</u>	<u>13,5</u>	<u>13,9</u>	<u>14,8</u>
						<u>13,9</u>	<u>14,8</u>	<u>14,6</u>	<u>14,6</u>	<u>14,4</u>	<u>14,2</u>	<u>14,1</u>	<u>14,0</u>	<u>14,6</u>

Продолжение таблицы Д.1

Вывоз, млн т у.т.	890	903	899	922	922	<u>926</u> <u>921</u>	<u>915</u> <u>912</u>	<u>915</u> <u>908</u>	<u>923</u> <u>898</u>	<u>943</u> <u>893</u>	<u>975</u> <u>886</u>	<u>1101</u> <u>942</u>	<u>1105</u> <u>957</u>	<u>1103</u> <u>945</u>
в том числе:														
- СНГ	128	143	145	132	122	<u>110</u> 109	<u>102</u> 100	<u>100</u> 95	<u>100</u> 91	<u>105</u> 90	<u>110</u> 90	<u>105</u> 83	<u>100</u> 79	<u>95</u> 75
- дальнее зарубежье	763	759	754	812	800	<u>816</u> 812	<u>813</u> 812	<u>815</u> 813	<u>823</u> 807	<u>838</u> 803	<u>865</u> 796	<u>996</u> 859	<u>1005</u> 878	<u>1008</u> 870
Прирост запасов, млн. т у.т.	3	5	6	10	0	<u>3</u> 3								
ИТОГО РАСХОД, млн.ту.т.	1886	1915	1920	1939	1921	<u>1923</u> <u>1917</u>	<u>1919</u> <u>1913</u>	<u>1926</u> <u>1912</u>	<u>1943</u> <u>1910</u>	<u>1977</u> <u>1914</u>	<u>2022</u> <u>1916</u>	<u>2210</u> <u>2017</u>	<u>2258</u> <u>2070</u>	<u>2291</u> <u>2077</u>
РЕСУРСЫ, млн т у.т.	1886	1916	1922	1942	1921	<u>1923</u> <u>1917</u>	<u>1919</u> <u>1913</u>	<u>1926</u> <u>1912</u>	<u>1943</u> <u>1910</u>	<u>1977</u> <u>1914</u>	<u>2022</u> <u>1916</u>	<u>2210</u> <u>2017</u>	<u>2258</u> <u>2070</u>	<u>2291</u> <u>2077</u>
из них:														
Импорт	61	56	54	51	50	<u>43</u> 42	<u>39</u> 39	<u>37</u> 37	<u>35</u> 35	<u>34</u> 34	<u>33</u> 33	<u>30</u> 30	<u>26</u> 27	<u>15</u> 19
Производство - всего	1825	1860	1868	1891	1871	<u>1880</u> <u>1875</u>	<u>1880</u> <u>1874</u>	<u>1889</u> <u>1875</u>	<u>1908</u> <u>1875</u>	<u>1944</u> <u>1880</u>	<u>1989</u> <u>1883</u>	<u>2179</u> <u>1987</u>	<u>2233</u> <u>2044</u>	<u>2276</u> <u>2058</u>
%% к 2014 году	98	99	100	101	100	<u>100</u> 100	<u>100</u> 100	<u>101</u> 100	<u>102</u> 100	<u>104</u> 100	<u>106</u> 101	<u>116</u> 106	<u>119</u> 109	<u>122</u> 110

Продолжение таблицы Д.1

в том числе:														
- нефть и конденсат, млн т	505	512	519	522	527	<u>529</u> 528	<u>527</u> 527	<u>525</u> 525	<u>525</u> 522	<u>525</u> 519	<u>525</u> 516	<u>525</u> 505	<u>525</u> 491	<u>525</u> 476
- природный и попутный газ, млрд куб. м	651	670	655	668	639	<u>641</u> 638	<u>641</u> 636	<u>652</u> 640	<u>666</u> 643	<u>693</u> 649	<u>723</u> 650	<u>852</u> 743	<u>878</u> 800	<u>885</u> 821
- уголь, млн т	323	337	355	352	362	<u>365</u> 364	<u>355</u> 354	<u>355</u> 354	<u>355</u> 352	<u>362</u> 356	<u>370</u> 358	<u>410</u> 357	<u>425</u> 365	<u>445</u> 365
млн. т у.т.	223	230	245	245	252	<u>253</u> 253	<u>246</u> 246	<u>246</u> 245	<u>246</u> 244	<u>250</u> 247	<u>255</u> 248	<u>283</u> 247	<u>292</u> 252	<u>304</u> 252
- гидро, млрд. кВт.ч	169	165	165	183	175	<u>179</u> 179	<u>197</u> 197	<u>198</u> 199	<u>200</u> 200	<u>200</u> 200	<u>200</u> 200	<u>206</u> 205	<u>219</u> 208	<u>234</u> 215
- атомная, млрд. кВт.ч	170	173	178	173	181	<u>184</u> 184	<u>195</u> 195	<u>196</u> 196	<u>196</u> 196	<u>197</u> 197	<u>197</u> 197	<u>213</u> 213	<u>254</u> 228	<u>323</u> 256
- возобновляемые энерго-ресурсы, млн. т у.т.	19	18	19	19	20	<u>20</u> 20	<u>21</u> 21	<u>22</u> 22	<u>23</u> 23	<u>23</u> 23	<u>23</u> 23	<u>27</u> 26	<u>32</u> 30	<u>39</u> 36
То же в %%:														
- газ	41,1	41,4	40,3	40,5	39,2	<u>39,2</u> 39,1	<u>39,1</u> 39,0	<u>39,6</u> 39,2	<u>40,1</u> 39,3	<u>40,9</u> 39,6	<u>42,0</u> 39,8	<u>45,4</u> 43,4	<u>45,6</u> 45,4	<u>45,2</u> 46,4
- нефть и конденсат	39,4	39,2	39,5	39,3	40,0	<u>40,0</u> 40,0	<u>39,9</u> 40,0	<u>39,5</u> 39,8	<u>39,1</u> 39,6	<u>38,4</u> 39,3	<u>37,5</u> 39,0	<u>34,3</u> 36,2	<u>33,4</u> 34,2	<u>32,8</u> 32,9
- уголь, проч. твёрдые	12,2	12,4	13,1	12,9	13,5	<u>13,5</u> 13,5	<u>13,1</u> 13,1	<u>13,0</u> 13,1	<u>12,9</u> 13,0	<u>12,9</u> 13,1	<u>12,9</u> 13,2	<u>13,0</u> 12,5	<u>13,1</u> 12,4	<u>13,4</u> 12,3
- гидро	3,2	3,1	3,0	3,3	3,1	<u>3,2</u> 3,2	<u>3,5</u> 3,5	<u>3,5</u> 3,5	<u>3,5</u> 3,6	<u>3,4</u> 3,5	<u>3,3</u> 3,5	<u>3,1</u> 3,4	<u>3,1</u> 3,2	<u>3,0</u> 3,2
- атомная	3,0	3,0	3,0	2,9	3,0	<u>3,1</u> 3,1	<u>3,2</u> 3,2	<u>3,2</u> 3,2	<u>3,2</u> 3,2	<u>3,1</u> 3,2	<u>3,1</u> 3,2	<u>3,0</u> 3,3	<u>3,3</u> 3,3	<u>3,9</u> 3,5
- возобновляемые ЭР	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1	<u>1,1</u> 1,1	<u>1,1</u> 1,1	<u>1,2</u> 1,2	<u>1,2</u> 1,2	<u>1,2</u> 1,2	<u>1,2</u> 1,2	<u>1,3</u> 1,3	<u>1,4</u> 1,5	<u>1,7</u> 1,7

Таблица Д.2 – Прогноз потребности в капитальных вложениях для развития топливно-энергетического комплекса и энергоснабжение экономики России на период до 2035 года (млрд долл. США, в ценах 2013 года)

	годы																
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2016-2035
Отрасли топливно-энергетического комплекса всего	79	99	103	113	94	<u>82</u>	493	<u>83</u>	<u>76</u>	<u>77</u>	<u>87</u>	<u>94</u>	366	509	588	633	2097
в том числе:						<u>82</u>	492	<u>79</u>	<u>71</u>	<u>70</u>	<u>78</u>	<u>84</u>	352	407	461	506	1726
нефтяная промышленность	35,3	45	46	61	48	<u>45</u>	<u>244</u>	<u>39</u>	<u>32</u>	<u>31</u>	<u>39</u>	<u>43</u>	<u>184</u>	<u>254</u>	<u>281</u>	<u>278</u>	<u>998</u>
газовая промышленность	20,8	22	31	23	23	<u>20</u>	<u>119</u>	<u>27</u>	<u>27</u>	<u>29</u>	<u>32</u>	<u>36</u>	<u>100</u>	<u>140</u>	<u>145</u>	<u>152</u>	<u>537</u>
угольная промышленность	2,1	2,5	2,7	2,9	3,1	<u>1,4</u>	<u>14</u>	<u>2,7</u>	<u>2,7</u>	<u>2,6</u>	<u>2,5</u>	<u>2,5</u>	<u>13</u>	<u>16</u>	<u>18</u>	<u>22</u>	<u>70</u>
электроэнергетика	21,1	29	24	26	20	<u>17</u>	<u>115</u>	<u>15</u>	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>13</u>	<u>70</u>	<u>99</u>	<u>144</u>	<u>180</u>	<u>493</u>
						<u>17</u>	<u>115</u>	<u>14</u>	<u>13</u>	<u>13</u>	<u>13</u>	<u>12</u>	<u>66</u>	<u>63</u>	<u>88</u>	<u>117</u>	<u>333</u>
Сферы энергоснабжения всего	8,6	9,4	10,0	10,7	11,4	<u>10,2</u>	52	<u>12,0</u>	<u>11,7</u>	<u>11,5</u>	<u>11,2</u>	<u>10,9</u>	57	72	102	139	370
в том числе:						<u>10,2</u>	52	<u>11,3</u>	<u>11,0</u>	<u>10,7</u>	<u>10,5</u>	<u>10,2</u>	54	58	64	89	265
возобновляемые источники энергии	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	<u>0,4</u>	<u>2</u>	<u>1,0</u>	<u>0,9</u>	<u>0,9</u>	<u>0,9</u>	<u>0,9</u>	<u>5</u>	<u>7</u>	<u>9</u>	<u>13</u>	<u>34</u>
централизованное теплоснабжение	4,6	5,4	5,7	6,1	6,5	<u>5,8</u>	<u>29</u>	<u>6,5</u>	<u>6,4</u>	<u>6,2</u>	<u>6,1</u>	<u>5,9</u>	<u>31</u>	<u>33</u>	<u>32</u>	<u>35</u>	<u>130</u>
автономная энергетика	1,1	1,0	1,0	1,1	1,2	<u>1,0</u>	<u>5</u>	<u>1,8</u>	<u>1,7</u>	<u>1,7</u>	<u>1,6</u>	<u>1,6</u>	<u>8</u>	<u>13</u>	<u>20</u>	<u>23</u>	<u>64</u>
энергосбережение в экономике	2,8	2,7	2,9	3,1	3,3	<u>3,0</u>	<u>15</u>	<u>2,8</u>	<u>2,7</u>	<u>2,7</u>	<u>2,6</u>	<u>2,5</u>	<u>13</u>	<u>20</u>	<u>41</u>	<u>68</u>	<u>143</u>
						<u>3,0</u>	<u>15</u>	<u>2,5</u>	<u>2,5</u>	<u>2,4</u>	<u>2,3</u>	<u>2,3</u>	<u>12</u>	<u>13</u>	<u>13</u>	<u>30</u>	<u>68</u>
Итого на реализацию Стратегии	88	108	113	124	106	<u>92</u>	545	<u>95</u>	<u>87</u>	<u>88</u>	<u>98</u>	<u>105</u>	424	581	690	772	2467
						<u>92</u>	544	<u>90</u>	<u>82</u>	<u>81</u>	<u>89</u>	<u>94</u>	406	465	525	595	1991

Приложение Е
к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Перспективы и ожидаемые результаты развития сырьевой базы ТЭК

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. Структура и величина запасов ископаемых энергоносителей, их качество, степень изученности и направления хозяйственного освоения оказывают непосредственное влияние на экономический потенциал страны и социальное развитие регионов. Основой для определения стратегических ориентиров развития сырьевой базы топливно-энергетического комплекса является государственная программа Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов».

Состояние ресурсной базы нефтяной промышленности позволяет поддерживать текущий уровень добычи, а газовой отрасли – существенно нарастить ее, но потребует вовлечения в оборот запасов с повышенными издержками добычи.

Исходя из текущей ситуации в сфере запасов нефти и газа, условий недропользования в Российской Федерации, а также учитывая намечаемые уровни добычи углеводородного сырья, Стратегия предусматривает воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородов за счет увеличения геолого-разведочных работ.

Для достижения необходимых уровней воспроизводства сырьевой базы необходимо повысить эффективность поискового и разведочного бурения. Этого можно достигнуть путем широкого применения сейсморазведки 3D как метода поисков и разведки нефти и газа, а не только как метода, используемого сегодня на суше, главным образом, для подготовки точек бурения эксплуатационных скважин. Это даст возможность бурить поисковые и разведочные скважины в более надежных контурах открытых месторождений, а также повысить коэффициент успешности поисков новых месторождений.

При этом следует изменить условия пользования недрами, заменив в большинстве случаев в лицензионных соглашениях запланированные объемы сейсморазведки 2D на сейсморазведку 3D. Эти тенденции видны сегодня из практики пользования недрами – все больше компаний самостоятельно увеличивает объемы сейсморазведки 3D, уменьшая при этом объемы сейсморазведки 2D на своих лицензионных участках на суше. В практике морских работ такая последовательность работ стала практически общепринятой. Такой подход должен подтолкнуть, ускорить и упорядочить этот процесс.

Предлагаемые меры, наряду со сложившейся практикой регионального изучения недр за счет бюджета, позволят повысить эффективность поискового бурения до 300–500 тонн условного топлива на метр бурения (сегодня – менее 200 т/м), при этом, как и сегодня, поиски должны вестись пользователями недр, а не за счет федерального бюджета.

Кроме того, предлагаемые меры окажут положительное влияние и на состояние недр и окружающей среды в целом, поскольку эффект компенсации добычи новыми запасами углеводородов будет достигаться за счет относительно меньшего количества поисковых и разведочных скважин.

Таким образом, к 2035 году за счет геолого-разведочных работ может быть обеспечен совокупный прирост запасов нефти в объеме более 13-15 млрд тонн. Прирост запасов газа может быть обеспечен в объеме 25-27 трлн куб. м. При этом объемы глубокого бурения на нефть и газ в период до 2035 года может достигнуть 25 млн м.

При этом текущие предварительно оцененные 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 на 50%. Остальные запасы будут приращены на новых объектах, в том числе на шельфах России. В частности, предполагается существенный прирост запасов нефти для получения намечаемых уровней её добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, что потребует существенного прироста запасов за пределами зоны нефтепровода Восточная Сибирь–Тихий океан.

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). При этом все большая доля прироста запасов углеводородов будет связана с освоением нефтяных и газовых месторождений на континентальных шельфах арктических, дальневосточных и южных морей.

Учитывая географическое распределение прогнозных ресурсов нефти и газа, а также достигнутый уровень геолого-геофизической изученности, предполагается ускоренный рост подготовки запасов углеводородов в российском секторе Каспийского моря, на континентальном шельфе Баренцева, Карского и Охотского морей. Поиски новых месторождений нефти и газа будут продолжаться и в нефтегазоносных провинциях с падающей добычей нефти - Волго-Уральской и Северо-Кавказской, а также в пределах российской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Большое внимание будет уделяться изучению перспективных ресурсов и запасов сланцевого газа, газа угольных пластов и газогидратов с определением основных регионов их эффективного извлечения.

Россия обладает одним из крупнейших в мире угольным сырьевым потенциалом. Преобладающее количество ресурсов принадлежит к энергетическим углям 3642,4 млрд т

(89 %) и только 447,1 млрд т (11 %) – коксующимся. Основная доля угольных ресурсов сосредоточена в Сибири (64%) и на Дальнем Востоке (30 %); в европейской части России и Урале – всего 6 %.

Величина благоприятных для освоения (активных) запасов углей в целом по Российской Федерации определена в количестве 122,9 млрд т кат. А+В+С1 и 42,3 млрд т кат. С2 (соответственно 62 % и 54 % от запасов, учитываемых государственным балансом). Наибольшее количество «активных» запасов приходится на бассейны и месторождения Сибирского (кат. А+В+С1 – 108,4 млрд т и С2 – 39,4 млрд т) и Дальневосточного (кат. А+В+С1 9,6 млрд т и С2 – 2,6 млрд т) федеральных округов. Значительно в меньшем объеме они сосредоточены в Северо-Западном (кат. А+В+С1 – 2,8 млрд т), Южном (1,9 млрд т), Уральском (0,1 млрд т) и Центральном (0,06 млрд т) федеральных округах.

В результате проведения геолого-разведочных работ на уголь на территории Российской Федерации получен прирост запасов и прогнозных ресурсов каменных и бурых углей по категориям А+В+С1+С2 в количестве 842,4 млн тонн, категориям Р1+Р2 – 861 млн тонн.

Учитывая роль угля в ТЭБ, а также необходимость обеспечения коксохимической промышленности углем дефицитных марок, потребуется увеличение динамики воспроизводства сырьевой базы твердого топлива. В результате геологоразведочных работ ожидается существенный прирост запасов каменных и бурых углей.

С учетом сложившейся конъюнктуры рынка урана Госкорпорацией «Росатом» в течение последних лет проводится работа по расширению уранодобывающих проектов на базе зарубежных месторождений с низкой себестоимостью добычи, направленных на расширение минерально-сырьевой базы и объемов производства природного урана. Сформирован и реализуется пул проектов, находящихся на разных стадиях жизненного цикла – от геологоразведки до промышленной добычи.

В интересах обеспечения энергобезопасности Российской Федерации и создания добавленной стоимости, уран российского происхождения используется в качестве приоритетного источника, а уран с зарубежных месторождений используется для увеличения объема продвижения на мировой рынок комплексных продуктов начальной стадии ядерно-топливного цикла – низкообогащенного урана.

Приобретение Госкорпорацией «Росатом» зарубежных уранодобывающих активов обеспечило гарантированный доступ к природному урану зарубежного происхождения, ценовую конкурентоспособность продукции ядерно-топливного цикла и большую гибкость в сроках освоения российских урановых месторождений.

К наиболее рентабельной стоимостной категории с себестоимостью добычи менее 80 долларов за килограмм урана, согласно классификации МАГАТЭ, относятся запасы российских месторождений Далматовское, Хохловское и Добровольное, пригодных для отработки наименее затратным способом – методом скважинного подземного выщелачивания.

Остальные российские месторождения, относящиеся к категории с себестоимостью добычи более 80 долларов за килограмм урана, в будущем войдут в зону маржинальности за счет увеличения рыночных котировок на уран вследствие истощения мировой минерально-сырьевой базы с низкой себестоимостью.

Повышение цен на природный уран по мере отработки месторождений с низкой себестоимостью добычи, кроме того, повысит привлекательность использования в топливном цикле регенерированного урана, выделяемого при переработке отработавшего ядерного топлива и технологий замкнутого топливного цикла с использованием плутония. При этом в период до 2035 года добыча природного урана останется основным источником покрытия потребностей АЭС с реакторами на тепловых нейтронах в делящихся материалах.

Основными направлениями увеличения производства природного урана на период до 2035 года являются:

- 1) развитие действующих предприятий – «Приаргунское производственное горно-химическое объединение» (Забайкальский край), «Далур» (Курганская область), «Хиагда» (Республика Бурятия);
- 2) строительство новых уранодобывающих предприятий - Эльконского горно-металлургического комбината (Республика Саха (Якутия));
- 3) проведение геолого-разведочных работ, оценка резервных и вновь выявляемых урановых месторождений.

На первом этапе реализации Стратегии будут активизированы геолого-разведочные работы в традиционных местах добычи топливно-энергетических ресурсов. Будут созданы все необходимые условия (нормативно-правовые, налоговые, институциональные и др.) для освоения сырьевой базы топливно-энергетического комплекса в удаленных и труднодоступных районах страны, в том числе в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, континентальном шельфе арктических морей и полуострове Ямал.

Начнется активное освоение минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, в шельфовых районах, в том числе в российском секторе Арктики, а также на полуострове Ямал, в Обской и Тазовской губах, на европейском севере и в Прикаспийском регионе. При проведении геолого-разведочных ра-

бот будут широко использоваться методы трехмерной сейсморазведки. Массовое применение сейсморазведки 3D и других инновационных технологий позволит более детально строить геологические модели объектов, приведет к открытию новых месторождений и существенно снизит риски, связанные с их поисками. В результате значительно возрастет эффективность поисков залежей нефти и газа, что позволит обеспечить устойчивое воспроизводство минерально-сырьевой базы основных отраслей топливно-энергетического комплекса.

На данном этапе будет обеспечено:

- увеличение запасов нефти на 6-7 млрд т;
- увеличение запасов природного газа на 14-15 трлн куб. м;
- достижение объема глубокого бурения в размере 15 млн м;
- достижение среднегодовых темпов роста балансовых запасов угля на уровне 1% и более;
- достижение доли балансовых запасов угля, экономически эффективных для извлечения согласно мировым стандартам, на уровне 55 % и более.

На втором этапе продолжится освоение новых районов на основе современных методов и технологий геолого-разведочных работ, частно-государственного партнерства и привлечения инвестиций, в том числе иностранных. Поддержание объемов добычи топливно-энергетических ресурсов потребует значительных капиталовложений в новейшие технологии в сфере геолого-разведочных работ и добычи топливно-энергетических ресурсов.

На данном этапе будет обеспечено:

- увеличение запасов нефти на 6-7 млрд т;
- увеличение запасов природного газа на 11-11,5 трлн куб. м;
- достижение объемов глубокого бурения в размере 11 млн м;
- достижение среднегодовых темпов роста балансовых запасов угля на уровне 2 % и более;
- достижение доли балансовых запасов угля, экономически эффективных для извлечения согласно мировым стандартам, на уровне 60 % и более.

Индикаторы стратегического развития минерально-сырьевой базы ТЭК представлены в таблице Е.1.

Таблица Е.1 – Индикаторы стратегического развития минерально-сырьевой базы топливно-энергетического комплекса на период до 2035 года

Индикаторы/направления	2020 год	2025 год	2035 год
Прирост запасов нефти (млрд. тонн)			
Российская Федерация – всего	4,5-5	2,5-3	6-7
Прирост запасов природного газа (трлн. куб. м)			
Российская Федерация – всего	8,5-9	5,5-6,5	11-11,5
Объемы глубокого бурения (тыс. метров)			
Российская Федерация – всего	8,5	5,5	11
Прирост запасов угля (процентов)			
Среднегодовые темпы роста балансовых запасов	не менее 0,5	не менее 1	не менее 2
Доля балансовых запасов угля, экономически эффективных для извлечения согласно мировым стандартам	не менее 48	не менее 55	не менее 60
Прирост запасов и ресурсов урана			
Обеспечение прироста запасов к 2035 году в объеме (тыс. тонн):			
С ₁ - 150, С ₂ - 300; прогнозных ресурсов - Р ₁ - 1200, Р ₂ - 2000, Р ₃ - 1700			

Перспективы и ожидаемые результаты развития нефтяной отрасли

Целями развития нефтяного комплекса являются:

- 1) бесперебойное и эффективное удовлетворение экономически обоснованного внутреннего спроса на нефтепродукты необходимого качества;
- 2) сохранение и укрепление экономически эффективных позиций России на экспортных рынках нефти и нефтепродуктов с учётом политических интересов и необходимых валютных поступлений в бюджет страны;
- 3) повышение экономической и экологической эффективности отрасли на базе широкого использования передовых технологий (с растущей локализацией их производства) при разработке все более сложных ресурсов углеводородного сырья.

Развитие нефтяной отрасли сталкивается со следующими вызовами:

- увеличение затрат на добычу в связи с преобладанием труднодоступных запасов нефти и большой выработанностью действующих месторождений, что усложняет удержание достигнутых уровней добычи нефти;
- тенденция ухудшения физико-химических характеристик добываемой нефти;
- стагнация внешнего спроса при снижении к 2035 году экспорта российской нефти в Европу на 9-20 %, насыщение этого рынка дизельным топливом и уменьшение нефтяного экспорта в ближнее зарубежье.

В рамках реализации стратегических инициатив, связанных с развитием ТЭК в восточных районах страны и с развитием действующих нефтегазоносных провинций, в нефтяной отрасли необходимо решить следующие задачи:

1. Коренная модернизация и развитие отрасли на базе передовых технологий преимущественно отечественного производства, что приведет к увеличению проектного коэффициента извлечения нефти на 15 процентных пунктов, освоению трудно извлекаемых ресурсов в объёмах до 1/5 общей добычи нефти и повышением на 18 процентных пунктов глубины переработки нефти с производством моторных топлив высших экологических классов.
2. Обновление и развитие на передовой технологической базе и интеллектуализация систем контроля и управления сети нефте- и нефтепродуктопроводов с увеличением её пропускной способности соответственно росту объёмов и диверсификации внешних и внутренних поставок жидких углеводородов.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, были определены оптимальные пути по альтернативным вариантам решений в нефтяной отрасли.

По первому альтернативному варианту решений (переход к налогообложению финансового результата или стабилизация налогового режима по итогам «маневра»), предусматривается, что на первом этапе Стратегии, наряду с осуществлением «налогового маневра», будет осуществляться апробация налогообложения финансового результата (НФР) в рамках пилотных проектов, по итогам которой новый режим будет распространен на определенное число месторождений. При успешности пилотных проектов, на втором этапе Стратегии предполагается переход к режиму недропользования, при котором НФР применяется для стимулирования мер увеличения нефтеотдачи и добычи трудноизвлекаемых ресурсов.

Относительно второго альтернативного варианта решений (поддержка малых и средних компаний или вертикально-интегрированных компаний), предполагается, что на первом этапе Стратегии будет сохраняться существенная роль вертикально-интегрированных компаний в связи с необходимостью концентрации инвестиций в условиях кризиса, а на втором этапе значение таких компаний будет сокращаться. При этом на всем прогнозном периоде будет осуществляться преимущественная поддержка малых и средних компаний, обусловленная, в том числе, ухудшением структуры запасов углеводородов, требованием по повышению эффективности капитальных затрат, необходимостью повышения гибкости и адаптивности к изменениям конъюнктуры.

По третьему альтернативному варианту решений (допуск негосударственных компаний на шельф или сохранение государственной монополии на шельфе), в Стратегии предусмотрен постепенный переход от государственной монополии на разработку шельфовых месторождений углеводородов к допуску к ним негосударственных российских компаний, что позволит привлечь дополнительные инвестиционные и технологические ресурсы и, таким образом, активизировать процесс освоения запасов нефти на континентальном шельфе.

В соответствии с принятыми решениями, сформированы сценарии развития нефтяной отрасли на период до 2035 года и комплекс необходимых для их реализации мероприятий государственной энергетической политики.

Предусматривается, что добыча нефти с газовым конденсатом в России в консервативном сценарии сократится на первом этапе Стратегии с 527 до 514 млн т, к 2035 году – до 476 млн т. В целевом сценарии добыча нефти уже на первом этапе достигнет 525 млн т и останется на этом уровне до 2035 года. В развитии отрасли по обоим сценариям будет происходить глубокая трансформация: уменьшение производительности действующих

месторождений потребует организации добычи из прироста запасов; в территориальном плане нефтедобыча все больше будет перемещаться в северные и арктические регионы. В Западной Сибири добыча нефти будет снижаться с 301 млн т до 244-249 млн т на первом этапе и до 238-269 млн т к 2035 году. При постепенном снижении добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре будет происходить ее рост в Ямало-Ненецком автономном округе. Поддержание добычи нефти в регионе будет достигнуто при формировании условий и создании новых технологий для освоения трудноизвлекаемых нефтяных ресурсов, в том числе из бажендовской свиты. В Поволжье добыча нефти после незначительного (1 %) роста добычи в ближайшие годы начнет непрерывно снижаться с 115 до 79 млн т в 2035 году несмотря на рост добычи тяжелых нефтей. Однако доля региона в общероссийской добыче останется высокой – 17 % в консервативном и 15 % в целевом сценариях.

Освоение новых ресурсов в Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, континентального шельфа Каспийского и Печорского морей позволит сохранить растущий тренд добычи нефти в европейской части до 2020 года, но далее начнется снижение добычи – на 21 % и 17 % к современному уровню в консервативном и целевом сценариях соответственно.

Перспективы дальнейшего увеличения добычи нефти в Крымском федеральном округе связываются с освоением шельфа, в том числе месторождений, где в настоящее время участвуют зарубежные компании (компанией «Черноморнефтегаз» были заключены СРП с Eni, ElectricitedeFrance и «Водами Украины»). После вхождения Крыма в состав России на его шельф распространяется российское законодательство, запрещающее доступ к его ресурсам негосударственных и иностранных компаний.

В 2015-2035 годах будет расти добыча в Восточной Сибири (с 35 млн т до 74–79 млн т) и на Дальнем Востоке (с 23 млн т до 33-39 млн т). В Восточной Сибири будет продолжаться освоение и промышленная разработка месторождений нефти в Ванкорско-Сузунском районе на северо-западе Красноярского края, в Юрубчено-Тохомской и Куломбинской зонах Эвенкии, а также вдоль трассы нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан в Иркутской области и Республике Саха (Якутия) (Верхнечонское, Талаканское, Среднеботуобинское и другие месторождения). На Дальнем Востоке продолжится добыча на месторождениях суши, реализация проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», а так же новых на континентальном шельфе острова Сахалин.

Стратегия предусматривает, что уже на первом этапе ее реализации будет утилизироваться не менее 95 % извлекаемого попутного нефтяного газа, повысится эффективность его использования путем развития инфраструктуры сбора и транспорта газа, газопе-

переработки как в новых, так и в действующих регионах нефтедобычи.

В нефтепереработке после наблюдаемого в последние годы существенного роста объемов переработки прогнозируется сокращение производства в обоих сценариях, но разными темпами по этапам реализации Стратегии. На первом этапе объемы переработки в консервативном сценарии сократятся на 11%, в целевом – на 7 % к современному уровню. На втором этапе прогнозируется дальнейшее сокращение переработки. В результате в 2015-2035 годах объем переработки в консервативном сценарии сократится на 20 % (с 294 до 235 млн т), в целевом сценарии - на 16% (до 246 млн т).

Повышение эффективности нефтепереработки будет достигаться реконструкцией и модернизацией действующих НПЗ, строительством новых, а также закрытием неэффективных малых предприятий. Из крупных проектов к 2020 году намечается закончить реконструкцию и расширение Туапсинского НПЗ (Краснодарский край) – до 12 млн т, мощность Антипинского НПЗ (Тюменская область) довести до 6 млн т, решить вопрос о строительстве нефтеперерабатывающего завода и нефтехимического комплекса в Приморском крае с объемом первичной переработки в 2030–2035 годах до 24 млн т. Предполагается увеличить объем переработки нефти в республике Коми, в Кемеровской области, начать строительство Грозненского НПЗ (Чеченская республика).

Проводимые реконструкция и модернизация отрасли обеспечат в 2015-2035 годах рост глубины переработки нефти с 72,3 % до 89,1-90,1 % в 2035 году. Бесспорным приоритетом при развитии глубокой переработки нефти является удовлетворение потребностей внутреннего рынка при одновременном повышении экспорта качественных нефтепродуктов, прежде всего дизельного топлива.

Широкое развитие получит нефтехимическая и газохимическая промышленность. Особую роль будет играть производство продуктов высоких переделов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где сырьевая база углеводородов имеет сложный компонентный состав. Важным направлением развития становится разработка технологий добычи и переработки трудноизвлекаемых запасов, в том числе новых видов ресурсов – высокомолекулярного сырья матричной нефти, ресурсы которой связаны с базовыми нефтегазоконденсатными месторождениями Прикаспия и Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Матричная нефть – это не только сырьё для производства светлых (бензин-дизельных) и газойлевых фракций, но и многих редких, редкоземельных и благородных металлов, без которых немислимо развитие ни одной наукоёмкой отрасли экономики.

Будет активно применяться кластерный подход к формированию центров по глубокой переработке углеводородов с обеспечением для малых и средних компаний доступа к получаемым на ранних стадиях передела полупродуктам (с целью расширения выпуска

малотоннажной наукоемкой химической продукции более высоких стадий передела).

Экспорт нефти на первом этапе увеличится в консервативном сценарии – на 8%, в целевом сценарии – на 7% к современному уровню. На втором этапе в консервативном сценарии экспорт нефти будет сокращаться и в 2035 году он окажется выше современного уровня лишь на 3% (237 млн т). В целевом сценарии рост продолжится и к 2035 году экспорт увеличится на 18% к современному уровню (с 231 до 274 млн т). Закрепятся наметившиеся тенденции в диверсификации экспортных поставок нефти – доля европейского направления в 2015-2035 годах будет сокращаться (с 66% до 51% в обоих сценариях) за счет роста поставок в восточном направлении, доля которых к концу рассматриваемого периода достигнет 38–40%. Экспорт нефти в СНГ в 2035 году окажется ниже современного уровня на 12% в обоих сценариях.

Экспорт мазута к 2035 году снизится в 4 раза относительно современного уровня и составит 16-18 млн т⁶. Экспорт моторного топлива к 2035 году в консервативном сценарии не изменится по сравнению с текущим показателем и составит 48 млн т; в целевом сценарии он увеличится на 6% с 48 до 51 млн т.

Развитие трубопроводной транспортировки нефти и нефтепродуктов будет осуществляться адекватно росту объемов и диверсификации внешних и внутренних поставок жидких углеводородов. Планируется дальнейшее увеличение доли трубопроводного транспорта в поставках нефти и особенно нефтепродуктов, обеспечение условий для формирования новых нефтедобывающих регионов страны, уменьшение зависимости России от транзита нефти и нефтепродуктов по территориям сопредельных государств.

Будет увеличена пропускная способность нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) с расширением ВСТО-1 до 80 млн т и ВСТО-2 – до 50 млн т нефти в год; реконструированы нефтепроводы из Западной Сибири до г. Тайшет, завершено строительство нефтепроводов «Заполярье – Пурпе» и нефтепровода «Куюмба-Юрубчена-Тайшет»; расширены нефтепроводы Уса-Ухта-Ярославль и Баку-Тихорецк

Кроме того, в период до 2020–2022 года планируется реализация следующих проектов по строительству новых и развитию существующих магистральных нефтепродуктопроводов:

- реконструкция системы нефтепродуктопроводов для увеличения объемов транспортировки светлых нефтепродуктов потребителям внутреннего рынка;
- строительство нефтепродуктопроводов для обеспечения увеличения поставок моторных топлив в московский топливный узел, включая снабжение авиакеросином аэропортов Московского авиационного узла;

⁶ Без учета тяжелых фракций, технологического топлива

- строительство нефтепродуктопровода «Юг»;
- увеличение мощности нефтепродуктопровода «Север» до 25 млн т в год.

К системе нефтепродуктопроводов будут подключены Волгоградский и Антипинский НПЗ. Важным вектором развития нефтепродуктопроводов в стране будет обеспечение моторными топливами городов с населением более 1 млн чел., что позволит демонополизировать региональные рынки моторных топлив.

На последующих этапах реализации Стратегии планируется дальнейшее расширение проектов «Север» и «Юг» и подключение к системе магистральных нефтепродуктопроводов еще не подключенных НПЗ, в частности Ачинского и Орского НПЗ.

В результате перераспределения потоков нефти с запада на восток сократятся поставки нефти в порт Приморск и порт Новороссийск. Высвобождающиеся мощности по транспортировке нефти будут задействованы для перекачки нефтепродуктов, что позволит оптимальным образом обеспечить загрузку трубопроводов и приведет к экономии средств при реализации программы развития магистральных нефтепродуктопроводов.

Помимо трубопроводной транспортировки нефти и нефтепродуктов получают широкое развитие перспективные маршруты транспортировки нефтегрузов с использованием железнодорожного транспорта и морская транспортировка жидких углеводородов, в том числе из районов российской части Арктики.

Для решения задач нефтяной отрасли будут использованы следующие меры:

1) Развитие 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 для увеличения прозрачности ценообразования и систему использования указанных индикаторов в антимонопольном регулировании;

- введение российских маркерных сортов нефти и организация торговли ими на российских и зарубежных биржах для снижения волатильности цен на нефть.

2) Совершенствование налогообложения нефтяной отрасли, в том числе:

- осуществление «налогового маневра» в нефтяной отрасли;
- проведение поэтапного тестирования налогообложения финансового результата;

3) Импортозамещение, в том числе:

- предоставление льготных условий для производства оборудования для добычи углеводородов на арктическом шельфе на отечественных промышленных площадках (требования по локализации, механизмы таможенных пошлин);

- освоение комплекса технологий добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти; освоение производства широкой гаммы современных технических средств, включая морские буровые установки различного типа, добывающие технологические платформы;

4) Решение проблемы изменения качества нефти, включая вопросы снижения доли серы.

5) Совершенствование экономических стимулов добычи и переработки высоко- и сверхвязкой нефти и переработки высокосернистой нефти.

6) Синхронизация сроков развития транспортной инфраструктуры со сроками ввода добычных проектов.

7) Снятие основных инфраструктурных, технологических и иных препятствий рациональному использованию попутного нефтяного газа и минимизации объемов его сжигания на факелах.

8) Продолжение модернизации нефтеперерабатывающих мощностей, повышение глубины нефтепереработки, в том числе:

- завершение работы по внедрению стандартов качества моторного топлива (до Класс 5 включительно);

- сохранение дифференциации акцизов на нефтепродукты в зависимости от качества (класса) топлива, при поэтапном снижении ставок акцизов для сдерживания роста цен;

- развитие отечественных технологий глубокой переработки «тяжелой» нефти; обеспечение технических мероприятий, направленных на увеличение числа процессов глубокой переработки нефтяных остатков на отечественных НПЗ;

- обеспечение государственной поддержки формирования нескольких групп нефтегазохимических кластеров; предоставление налоговых льгот для компаний, осуществляющих НИОКР в рамках приоритетных направлений в нефтегазохимической отрасли

На первом этапе реализации Стратегии нефтяной комплекс обеспечит объемы добычи и экспорта нефти и нефтепродуктов в соответствии с динамикой внутреннего и внешнего спроса. На этом этапе должны быть решены наиболее острые проблемы нефтяного комплекса и заложены институциональные и технологические основы его дальнейшего стабильного развития. Снижение добычи нефти на ранее введенных месторождениях в Западной Сибири и в Урало-Поволжье будет частично компенсироваться ростом добычи трудноизвлекаемой нефти в пределах данных провинций, добычей нефти на российском участке дна Каспийского, Печорского и Охотского морей, а также за счет

ввода и освоения новых месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Темпы освоения остаточных и трудноизвлекаемых запасов нефти определяют динамику добычи. В консервативном сценарии на всем прогнозном периоде ожидается падения объемов добычи. В целевом сценарии с 2021 года прогнозируется выход на стабильный уровень добычи, который практически соответствует современному показателю. Начнется рост коэффициента извлечения нефти, активизируется использование трудноизвлекаемых запасов, что должно обеспечиваться освоением комплекса отечественных новых технологий. Будут внедряться современные отечественные методы увеличения нефтеотдачи (третичные), освоение комплекса отечественных технологий добычи нефти на континентальном шельфе, в том числе арктическом. При этом особое внимание будет уделяться замещению импортных технологий и оборудования

Будут реализовываться меры по решению проблемы изменения качества нефти, включая вопросы снижения доли серы. Предусматривается совершенствование экономических стимулов добычи и переработки высоко- и сверхвязкой нефти.

В ближайшие годы будет проведена актуализация условий лицензионных соглашений на право пользования участками недр с целью снижения высоких финансовых рисков. Будет реализован заявительный принцип получения лицензий на право ведения работ по поиску ресурсов и разведке запасов нефти. Будет освоен комплекс технологий эксплуатации комплексных нефтегазовых месторождений сложнокомпонентного состава. Будет обеспечена возможность ускоренной амортизации оборудования для утилизации попутного нефтяного газа.

Будет систематизирована система льгот по НДС, налогообложение нефтепродуктов, сформирована долгосрочная сбалансированная система таможенных пошлин, что позволит поддерживать стабильно высокий уровень добычи и обеспечит приемлемую рентабельность компаний на внутреннем рынке даже при ухудшении ресурсной базы и изменении ассортимента выпускаемой продукции. Будет организовано проведение на отдельных месторождениях эксперимента по использованию рентной системы налогообложения (налогообложение финансового результата) и по результатам эксперимента с учётом социально-экономической ситуации в Российской Федерации будет принято решение о реформировании налоговой системы нефтяного комплекса. Будет сохраняться существенная роль вертикально-интегрированных компаний, но будет осуществляться поддержка малых и средних компаний.

Формирование комплекса будет сфокусировано на развитии нефтепереработки и нефтехимии. Будут развиваться отечественные технологии глубокой переработки «тяжёлой» нефти. Будет завершён основной этап модернизации нефтепереработки, значительно

повысится глубина переработки нефти. Будут внедряться современные технологии по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей, изомеризации и алкилированию. Будет продолжена работа по внедрению стандартов качества моторного топлива. Продолжится активная антимонопольная политика и стимулирование развития независимой переработки нефти и торговли нефтепродуктами. Также продолжится стимулирование развития биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами, в том числе на региональном уровне, будут созданы индикаторы цен на нефтепродукты, основанные на внутренних биржевых ценах.

Произойдет стабилизация объемов экспорта нефти, что будет стимулировать расширение использования российской инфраструктуры транспорта нефти (трубопроводы, морские терминалы) для обеспечения транзитных поставок. Будут сформированы новые маркерные сорта российской нефти. Расширится присутствие российских компаний в зарубежных технологических цепочках от добычи до переработки и реализации жидких углеводородов.

На данном этапе будет обеспечено:

- увеличение коэффициента извлечения нефти с 25 до 34–35 %;
- увеличение доли Восточной Сибири и Дальнего Востока в добыче нефти с 11 до 19 % в консервативном и 20 % в целевом сценариях;
- увеличение доли добычи нефти на шельфах прилегающих морей в общем объеме добычи нефти с 3,5 до 7,2-7,9%;
- увеличение доли добычи нефти на шельфах арктических морей в общем объеме добычи нефти с 3,2 до 5-5,5%;
- увеличение доли добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в общем объеме добычи нефти с 8,4 до 10% в обоих сценариях;
- увеличение глубины переработки нефти с 72,3 до 82–83 %;
- увеличение доли восточного направления в общем объеме экспорта нефти и нефтепродуктов с 15 до 23 % в консервативном и 24 % в целевом сценариях.

На втором этапе реализации Стратегии добыча нефти достигнет технологического и экономического максимума. Будут внедряться наиболее эффективные методы увеличения нефтеотдачи (четвертичные). Добыча трудноизвлекаемой традиционной, в том числе баженовской, нефти будет обеспечиваться за счет высокой эффективности функционирования широкого спектра малых, средних и крупных инновационно-ориентированных компаний, работающих на всех стадиях поисков, разведки, добычи и переработки нефти.

В повышении эффективности нефтяного комплекса значительная роль будет принадлежать инновационному развитию нефтепереработки и нефтехимии. Будут осваивать-

ся и внедряться новейшие отечественные технологии по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей, изомеризации и алкилированию.

Экспорт нефти и нефтепродуктов будет демонстрировать тенденцию к снижению в консервативном сценарии и роста объемов – в целевом сценарии. Значительно интенсифицируется развитие высокотехнологичных нефтехимических производств и энергетического сервиса. Российский нефтяной комплекс будет активно использовать свои мощности для обеспечения транзита нефти, производства и экспорта продукции с высокой долей добавленной стоимости.

При успешности пилотных проектов, запущенных на первом этапе в целях апробации налогообложения финансового результата, на данном этапе предполагается переход к режиму недропользования, при котором НФР применяется для стимулирования мер увеличения нефтеотдачи и добычи трудноизвлекаемых ресурсов. Роль вертикально-интегрированных компаний будет сокращаться. Продолжится преимущественная поддержка малых и средних компаний. Предусматривается постепенный переход от государственной монополии на разработку шельфовых месторождений углеводородов к допуску к ним негосударственных российских компаний.

На данном этапе будет обеспечено:

- увеличение коэффициента извлечения нефти с 34-35% до 37–40 %;
- стабилизация доли Восточной Сибири и Дальнего Востока в добыче нефти на уровне 22-23 %;
- увеличение доли добычи нефти на шельфах прилегающих морей в общем объеме добычи нефти с 7,2 до 7,7% в консервативном сценарии и сокращение этой доли с 7,9 до 7,4% - в целевом сценарии;
- увеличение доли добычи нефти на шельфах арктических морей в общем объеме добычи нефти с 5 до 5,5% в консервативном сценарии и сокращение этой доли с 5,5 до 5,1% - в целевом сценарии;
- увеличение доли добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в общем объеме добычи нефти с 10 до 12-17%;
- увеличение глубины переработки нефти с 82-83% до 89,1-90,1 %;
- увеличение доли восточного направления в общем объеме экспорта нефти и нефтепродуктов с 23-24% до 29–32 %.

В таблице Ж.1 представлены индикаторы стратегического развития нефтяного комплекса, в таблице Ж.2 – баланс нефти и конденсата на период до 2035 года, в таблице

Ж.3 - прогноз развития переработки нефти и производства основных нефтепродуктов, в таблице Ж.4 - прогноз потребности в капитальных вложениях для развития нефтяного комплекса.

Таблица Ж.1– Индикаторы стратегического развития нефтяного комплекса

Индикаторы/направления	2014 год (факт)	2020 год	2025 год	2035 год
<i>Эффективность недропользования</i>				
Коэффициент извлечения нефти (процентов)	25	$\frac{35}{34}$	$\frac{37}{35}$	$\frac{40}{37}$
<i>Добыча нефти</i>				
Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в добыче нефти (процентов)	11	$\frac{19,0}{18,3}$	$\frac{22,4}{21,6}$	$\frac{22,4}{22,5}$
Доля добычи нефти на шельфах прилегающих морей (процентов)	3,5	$\frac{7,9}{7,2}$	$\frac{7,8}{7,6}$	$\frac{7,4}{7,7}$
Доля добычи нефти на шельфах арктических морей (процентов)	3,2	$\frac{5,5}{5}$	$\frac{5,3}{5,3}$	$\frac{5,1}{5,5}$
Доля добычи нефти из трудно извлекаемых запасов (процентов)	8,4	$\frac{10}{10}$	$\frac{12,2}{11,3}$	$\frac{17}{12,3}$
<i>Нефтепереработка</i>				
Глубина переработки нефти (процентов)	72,3	$\frac{83,7}{80,0}$	$\frac{86,9}{85,7}$	$\frac{90,1}{89,1}$
<i>Экспорт нефти и нефтепродуктов</i>				
Доля восточного направления в общем объеме экспорта нефти и нефтепродуктов (процентов)	15	$\frac{23,4}{21,5}$	$\frac{28,0}{24,8}$	$\frac{31,7}{29,1}$

Таблица Ж.2 – Баланс нефти и конденсата на период до 2035 года, млн т

	годы														
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	
Добыча - всего	505,3	512	519	522	527	529	527	525							
то же, %% к 2014 году	97	99	98	99	100	<u>100</u>									
- Сев-Западный ФО	32,4	29,7	28,2	28,0	28	<u>31</u>	<u>31</u>	<u>32</u>	<u>34</u>	<u>35</u>	<u>35</u>	<u>31</u>	<u>34</u>	<u>34</u>	
- Поволжский ФО	107,1	110	112	114	115	<u>114</u>	<u>112</u>	<u>111</u>	<u>110</u>	<u>109</u>	<u>108</u>	<u>97</u>	<u>88</u>	<u>79</u>	
- Южный и Крымский ФО	8,9	10,0	10,2	11,0	10	<u>11</u>	<u>11</u>	<u>12</u>	<u>13</u>	<u>15</u>	<u>18</u>	<u>17</u>	<u>17</u>	<u>15</u>	
включая х шельфы						<u>11</u>	<u>11</u>	<u>12</u>	<u>13</u>	<u>15</u>	<u>18</u>	<u>17</u>	<u>17</u>	<u>15</u>	
- Сев-Кавказский ФО	2,2	2	2	2	2	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>1</u>	
и Каспийский шельф						<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>1</u>	
- Уральский ФО	307	305	304	300	301	<u>291</u>	<u>285</u>	<u>278</u>	<u>277</u>	<u>269</u>	<u>249</u>	<u>248</u>	<u>258</u>	<u>269</u>	
- Западная Сибирь	13,2	14	13	13	12	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>13</u>	<u>13</u>	<u>13</u>	<u>11</u>	<u>9</u>	
- Восточная Сибирь	16,2	22	29	33	35	<u>39</u>	<u>41</u>	<u>45</u>	<u>45</u>	<u>50</u>	<u>67</u>	<u>79</u>	<u>78</u>	<u>79</u>	
- Дал-Восточный ФО	18,3	21	21	22	23	<u>38</u>	<u>41</u>	<u>45</u>	<u>45</u>	<u>50</u>	<u>62</u>	<u>70</u>	<u>70</u>	<u>74</u>	
						<u>27</u>	<u>30</u>	<u>31</u>	<u>30</u>	<u>31</u>	<u>33</u>	<u>39</u>	<u>39</u>	<u>33</u>	
						<u>27</u>	<u>30</u>	<u>31</u>	<u>30</u>	<u>31</u>	<u>33</u>	<u>39</u>	<u>39</u>	<u>33</u>	
Импорт	2	1	1	1	1	<u>1</u>									
						<u>1</u>									
Ресурсы - всего	507	514	520	523	528	<u>530</u>	<u>528</u>	<u>526</u>							
						<u>529</u>	<u>528</u>	<u>526</u>	<u>523</u>	<u>520</u>	<u>517</u>	<u>506</u>	<u>492</u>	<u>477</u>	
Переработка	250	257	271	281	294	<u>292</u>	<u>291</u>	<u>289</u>	<u>285</u>	<u>279</u>	<u>276</u>	<u>261</u>	<u>254</u>	<u>246</u>	
						<u>291</u>	<u>286</u>	<u>282</u>	<u>280</u>	<u>276</u>	<u>268</u>	<u>248</u>	<u>241</u>	<u>235</u>	

Продолжение таблицы Ж.2

Экспорт - всего	248	242	239	246	231	<u>238</u> <u>237</u>	<u>236</u> <u>242</u>	<u>237</u> <u>243</u>	<u>240</u> <u>242</u>	<u>245</u> <u>243</u>	<u>247</u> <u>246</u>	<u>260</u> <u>255</u>	<u>268</u> <u>247</u>	<u>274</u> <u>237</u>
в том числе:														
СНГ	26	30	28	29	29	<u>28</u> <u>29</u>	<u>28</u> <u>28</u>	<u>28</u> <u>28</u>	<u>28</u> <u>28</u>	<u>28</u> <u>28</u>	<u>28</u> <u>28</u>	<u>27</u> <u>27</u>	<u>26</u> <u>26</u>	<u>25</u> <u>25</u>
Европейское направление	182	164	162	168	152	<u>157</u> <u>155</u>	<u>153</u> <u>159</u>	<u>152</u> <u>160</u>	<u>151</u> <u>156</u>	<u>145</u> <u>147</u>	<u>135</u> <u>142</u>	<u>134</u> <u>140</u>	<u>132</u> <u>132</u>	<u>138</u> <u>122</u>
АТР	40	48	48	49	51	<u>53</u> <u>53</u>	<u>55</u> <u>55</u>	<u>57</u> <u>55</u>	<u>61</u> <u>58</u>	<u>72</u> <u>68</u>	<u>84</u> <u>76</u>	<u>100</u> <u>88</u>	<u>110</u> <u>90</u>	<u>110</u> <u>90</u>
Прочие расходы и изменение запасов	9	14	9	-4	2	<u>0</u> <u>1</u>	<u>1</u> <u>1</u>	<u>1</u> <u>1</u>	<u>1</u> <u>1</u>	<u>2</u> <u>2</u>	<u>3</u> <u>2</u>	<u>4</u> <u>4</u>	<u>4</u> <u>4</u>	<u>6</u> <u>5</u>

Таблица Ж.3 – Прогноз развития переработки нефти и производства основных нефтепродуктов, млн т

	ГОДЫ														
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	
Переработка - всего	250	257	271	281	294	<u>292</u>	<u>291</u>	<u>289</u>	<u>285</u>	<u>279</u>	<u>276</u>	<u>261</u>	<u>254</u>	<u>246</u>	
то же, %% к 2014 году	92	95	92	96	100	<u>99</u>	<u>99</u>	<u>98</u>	<u>97</u>	<u>95</u>	<u>94</u>	<u>89</u>	<u>86</u>	<u>84</u>	
						99	97	96	95	94	91	84	82	80	
Производство по видам нефтепродуктов:															
нефтяные моторные топлива	113	116	116	122	126	<u>132</u>	<u>140</u>	<u>141</u>	<u>145</u>	<u>150</u>	<u>158</u>	<u>152</u>	<u>150</u>	<u>146</u>	
в том числе:						132	131	133	133	136	140	142	139	139	
- автобензин	35	36	36	39	40	<u>41</u>	<u>43</u>	<u>44</u>	<u>45</u>	<u>46</u>	<u>49</u>	<u>47</u>	<u>46</u>	<u>45</u>	
						41	40	41	41	42	43	44	43	43	
- дизельное топливо	67	69	68,9	72	76	<u>80</u>	<u>85</u>	<u>86</u>	<u>88</u>	<u>91</u>	<u>96</u>	<u>92</u>	<u>91</u>	<u>89</u>	
						80	80	81	81	83	85	86	84	85	
из них:															
- экспорт	43,8	41	43	45	48	<u>54</u>	<u>61</u>	<u>61</u>	<u>63</u>	<u>67</u>	<u>73</u>	<u>63</u>	<u>58</u>	<u>51</u>	
						54	52	54	53	54	57	56	50	48	
- внутреннее потребление	69	76	73	78	78	<u>78</u>	<u>79</u>	<u>80</u>	<u>82</u>	<u>83</u>	<u>85</u>	<u>88</u>	<u>92</u>	<u>95</u>	
						78	78	79	81	81	82	86	89	91	
экспорт мазута	57,3	62,1	64,8	65	70	<u>65</u>	<u>60</u>	<u>55</u>	<u>48</u>	<u>41</u>	<u>34</u>	<u>23</u>	<u>20</u>	<u>16</u>	
						65	64	62	58	53	43	25	20	18	
Глубина переработки нефти, %	71,1	70,6	71,2	72,1	72,3	<u>73,6</u>	<u>75,4</u>	<u>76,9</u>	<u>79,1</u>	<u>81,3</u>	<u>83,7</u>	<u>86,9</u>	<u>88,7</u>	<u>90,1</u>	
						73,6	73,5	74,3	75,5	77,0	80,0	85,7	88,2	89,1	
Выход светлых нефтепродуктов, %	55,0	56,1	55,8	56,2	57,9	<u>59,8</u>	<u>61,8</u>	<u>63,1</u>	<u>65,2</u>	<u>67,3</u>	<u>69,8</u>	<u>71,8</u>	<u>72,9</u>	<u>74,4</u>	
						59,8	59,1	60,6	61,2	62,5	64,5	70,9	72,3	73,7	

Таблица Ж.4 – Прогноз потребности в капитальных вложениях для развития нефтяного комплекса на период до 2035 года (млрд долл. США, в ценах 2013 года)

	ГОДЫ																
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011- 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2016- 2020	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2016- 2035
Всего	35,3	45	46	61	48	<u>45</u>	<u>244</u>	<u>39</u>	<u>32</u>	<u>31</u>	<u>39</u>	<u>43</u>	<u>184</u>	<u>254</u>	<u>281</u>	<u>278</u>	<u>998</u>
						44	244	39	31	30	38	42	180	216	226	230	852
Добыча с геолого-разведочными работами	26,1	31	31	41	25	<u>24</u>	<u>152</u>	<u>26,8</u>	<u>23,1</u>	<u>24,0</u>	<u>29,5</u>	<u>33,7</u>	<u>137</u>	<u>226</u>	<u>254</u>	<u>253</u>	<u>870</u>
						24	153	26,8	23,1	24,0	29,5	33,7	137	190	198	203	728
Переработка	3,0	6,9	7,8	8,0	9,5	<u>8,1</u>	<u>40</u>	<u>9,6</u>	<u>5,4</u>	<u>4,1</u>	<u>6,5</u>	<u>6,1</u>	<u>32</u>	<u>18,0</u>	<u>19,5</u>	<u>19,0</u>	<u>88</u>
						7,6	40	9,6	5,4	4,1	6,5	6,1	32	18,0	19,5	19,0	88
Транспорт	6,2	7,7	6,3	12,4	13,3	<u>12,4</u>	<u>52</u>	<u>3,0</u>	<u>3,0</u>	<u>3,0</u>	<u>3,0</u>	<u>3,0</u>	<u>15</u>	<u>10,0</u>	<u>7,2</u>	<u>6,9</u>	<u>39</u>
						11,9	52	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	11	8,0	7,9	8,4	36

Приложение И
к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Перспективы и ожидаемые результаты развития газовой отрасли

Целями развития газовой промышленности являются:

- 1) приоритет бесперебойного и экономически эффективного удовлетворения внутреннего спроса на газ с расширением газифицированной территории страны;
- 2) сохранение и укрепление экономически эффективных позиций России на экспортных рынках сетевого и сжиженного газа с учётом политических интересов и необходимых валютных поступлений в бюджет страны;
- 3) развитие единой системы газоснабжения с перспективой ее расширения на восток России и усиления на этой основе интеграции регионов страны;
- 4) крупномасштабное развитие газопереработки и газохимии;
- 5) повышение экономической и экологической эффективности отрасли на базе широкого использования передовых (преимущественно отечественных) технологий при освоении остаточных и разработке все более сложных новых ресурсов газа, а также при транспортировке, переработке и хранении газа.

Развитие газовой отрасли сталкивается со следующими вызовами:

- удорожание разработки и поставок газа на внутренние и внешние рынки в связи с сокращением находящихся в разработке высокопродуктивных и неглубоко залегающих запасов, сложными природно-климатическими условиями и удаленностью новых районов добычи газа от центров потребления;
- сокращение или замедление роста спроса на российский газ на Украине и в Центральной и Западной Европе и неопределённости с транзитом сетевого газа на европейский рынок;
- повышение конкуренции на мировых рынках вследствие развития рынка СПГ.

В рамках реализации стратегических инициатив, связанных с развитием ТЭК в восточных районах страны и с развитием действующих нефтегазоносных провинций, в газовой отрасли необходимо решить следующие задачи:

- 1) Освоение на базе передовых технологий (в основном отечественного производства) экономически приемлемых ресурсов газа в традиционных и новых (Восточная Сибирь и Дальний Восток) районах и на шельфах морей с существенным ростом добычи газа.

2) Коренная модернизация и развитие Единой системы газоснабжения (ЕСГ) на базе передовых (в основном отечественных) технологий с ростом газотранспортной деятельности, опережающим рост добычи газа; создание фрагмента ЕСГ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с возможностями интеграции в ЕСГ страны.

3) Обеспечение глубокой переработки третьей части добываемого газа с многократным увеличением объема извлекаемых сопутствующих углеводородов и гелия, развитие газохимической промышленности, в том числе для замещения расхода нефтепродуктов.

4) Расширение применения газомоторного топлива.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, были определены оптимальные пути по альтернативным вариантам решений в газовой отрасли.

Относительно первого альтернативного варианта решений (регулирование цен или переход к рыночным ценам на газ), на первом этапе Стратегии предусматривается совершенствование регулирования цен на сетевой газ, на втором этапе - осуществление перехода к установлению рыночных цен, что обеспечит достаточные инвестиции нефтегазовых компаний, устранение диспропорций внутренних цен на основные виды топлива и развитие межтопливной конкуренции.

По второму альтернативному варианту решений (развитие конкуренции на внутреннем рынке газа или сохранение текущей структуры рынка), предполагается реализация мер по развитию конкуренции на внутреннем газовом рынке с обеспечением прозрачного доступа для всех участников рынка к газотранспортной инфраструктуре, несмотря на то, что на первом этапе Стратегии во многом будет сохраняться текущая структура рынка газа.

В соответствии с принятыми решениями, сформированы сценарии развития газовой отрасли на период до 2035 года и комплекс необходимых для их реализации мероприятий государственной энергетической политики.

Предполагаются следующие изменения.

В области добычи газа.

1) Добыча природного и попутного нефтяного газа возрастет с нынешних 639 млрд куб. м до 656–747 млрд куб. м на первом этапе стратегии, и 821–885 млрд куб. м к 2035 году, соответственно, в консервативном и целевом сценариях развития. Добыча газа будет развиваться как в традиционных газодобывающих районах, основными из которых остаются Западная Сибирь, Поволжье и европейский север России, так и в новых нефтегазовых провинциях Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также в Прикаспийском регионе.

2) На фоне спада добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе в 2015-2035 годах (с 476 млрд куб. м до 383 млрд куб. м в обоих сценариях, или с 74 % от общей добычи до 47% в консервативном сценарии и до 43 % - в целевом) создается новый центр газодобычи на полуострове Ямал с ростом добычи с 25 до 202–230 млрд куб. м в 2035 году, в 1,4-1,6 раза растёт добыча в Обско-Тазовской губе и Большехетской впадине (с 45 до 65–70 млрд куб. м) по сценариям соответственно. Для поддержания добычи на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, достижения высоких коэффициентов газоотдачи потребуются новые технологические решения и значительные дополнительные средства. Вводимые в разработку залежи газа в Западной Сибири будут содержать «жирный» (C_{2+B}) газ, добыча которого существенно увеличится. Для утилизации и транспортировки газа опережающими темпами будет развиваться газоперерабатывающая промышленность.

3) Будут сформированы Иркутский (на базе Ковыктинского месторождения с перспективой освоения Южно-Ковыктинской лицензионной площади и месторождений севера Иркутской области) и Красноярский (на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений) центры газодобычи, что обеспечит рост добычи газа в Восточной Сибири с 8 до 42–44 млрд куб. м в 2035 году.

4) На Дальнем Востоке резко возрастает значение Якутского центра газодобычи (на базе Чайиндинского месторождения, с перспективой освоения месторождений-сателлитов – Таас-Юряхского, Верхневилучанского, Среднетюнгского и других) при наметившейся тенденции стабилизации (около 30-33 млрд куб. м) добычи на шельфе Сахалина (реализуемые проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2») в консервативном сценарии. В целевом сценарии перспективные проекты «Сахалин-3» – «Сахалин-6», позволят увеличить добычу до уровня в 52 млрд куб. м. Всего на Дальнем Востоке объёмы добычи газа увеличатся в 2,1–2,8 раза и достигнут 68–91 млрд куб. м. При освоении газовых месторождений Восточной Сибири и Якутии (Саха), характеризующихся высоким содержанием гелия (от 0,15 % до 1 %), потребуется развитие гелиевой промышленности, в том числе строительство крупных газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ гелиевого концентрата.

5) Освоение ресурсов Баренцева моря (Штокмановского месторождения) будет зависеть от конъюнктуры мирового нефтегазового рынка и при благоприятных обстоятельствах становится возможным не ранее 2035 года в обоих сценариях.

6) Расширение добычи на шельфе Карского моря предполагается путем подключения к разрабатываемому Юрхаровскому месторождению новых месторождений акватории Обской и Тазовской губ в период после 2025 года. Объектами разработки в регионе станут уже открытые месторождения (Каменномысское-море, Северо-Каменномысское,

Обское, Чугорьяхинское), освоение которых предусматривается совместно с обустройством сухопутных месторождений (Парусовое, Семаковское и др.). В Большехетской впадине рост добычи прогнозируется за счет ввода в разработку после 2025 года ряда месторождений независимых операторов газодобычи – Пякяхинского, месторождений Мессояхской группы и др.

7) Наряду с организацией переработки многокомпонентного газа планируется ускоренное строительство заводов по производству сжиженного природного газа суммарным объемом до 8 % от добычи природного газа.

В области транспорта природного газа.

1) Дальнейшее развитие получит Единая система газоснабжения путем подключения к ней новых объектов любой формы собственности (в том числе на основе долевого участия), постепенного расширения на Восток России, а в перспективе – возможно и экономически целесообразное соединение восточных газопроводов с действующей ЕСГ, а также масштабная реконструкция и модернизация ГТС.

2) Существенно увеличится протяженность магистральных газопроводов, в том числе за счет новых экспортных направлений. Будут реконструированы и модернизированы действующие магистральные газопроводы.

3) В области новых экспортных маршрутов приоритетная роль отводится проекту «Сила Сибири», по которому будут осуществляться в первую очередь поставки газа в Китай, а в перспективе и в другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Кроме того, газопровод станет основой поэтапного формирования системы газопроводов для газоснабжения российских потребителей в рамках реализации программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы газоснабжения.

4) Новым экспортным маршрутом является проект «Турецкий поток», который был предложен после отказа от проекта «Южный поток» в связи с активным противодействием его строительству со стороны Европейской комиссии. Основное отличие нового проекта заключается в изменении маршрута и протяженности сухопутной части газопровода на Балканском полуострове, в связи с чем изменится маршрут конечного участка подводной части газопровода. Предполагается, что проектная мощность «Турецкого потока» будет аналогична «Южному потоку», при этом часть газа будет направляться на внутренний рынок Турции, а основной объем будет отправляться на границу Турции и Греции, где будет организована точка сдачи газа для потребителей Юго-Восточной и Центральной Европы.

5) Наряду с трубопроводной транспортировкой газа в России будут развиваться проекты по обеспечению транспортировки сжиженного природного газа, в первую оче-

редь для усиления экспортных позиций Российской Федерации на внешнем рынке. В целом, объем экспорта СПГ из России к концу первого этапа может составить 14-45 млн т, а к концу второго – достичь 65–74 млн т.

В области развития внутреннего газового рынка.

1) Потребление природного газа в 2015-2035 годах возрастет с 462 млрд куб. м до 542-571 млрд куб. м в 2035 году (или на 17-24 %). При этом наряду с растущим объемом потребления к 2035 году существенно сокращается доля электростанций и центральных котельных – с 54 % до 49% в консервативном сценарии и до 47 % в целевом сценарии; на 1 процентный пункт увеличится доля использования газа на коммунально-бытовые нужды и на 3 процентных пункта - доля использование газа на сырьевые нужды и в промышленности.

2) Развитие рынка газа в Российской Федерации будет строиться на базе предоставления всем газодобывающим компаниям равных условий хозяйствования, что потребует обеспечения равного доступа субъектов рынка к газотранспортным системам разного уровня без рисков для газообеспечения российских потребителей и выполнения обязательств по экспорту, и равных тарифов на услуги по транспортировке газа.

3) Будет осуществляться поэтапный переход к применению рыночных принципов ценообразования на газ за счет расширения нерегулируемого сегмента рынка в добыче газа, в газификации регионов и обеспечении потребностей отдельных потребителей, развития биржевой торговли природным газом

4) В перспективе будет достигнут уровень внутренних цен на газ, обеспечивающий межтопливную конкуренцию на внутренних энергетических рынках. При этом на всех этапах Стратегии должна быть обеспечена безубыточность поставок природного газа на внутренний рынок.

5) Продолжится газификация городских и сельских населенных пунктов, а также расширение использования природного газа в качестве моторного топлива.

6) Будут реконструированы действующие подземные хранилища газа и создана широкая сеть максимально приближенных к потребителям ПХГ, объемы которых будут соответствовать сезонной и суточной неравномерности потребления газа.

7) Будет сформирована сбалансированная система налогового и таможенно-тарифного обложения газовой отрасли при либерализации цен газа с целью обеспечить приемлемую рентабельность компаний на внутреннем рынке даже при ухудшении ресурсной базы и расширении ассортимента выпускаемой продукции. Будет усовершенствована система расчета налога на добычу полезных ископаемых с учетом макроэкономических параметров и особенностей разработки месторождений.

В области экспорта природного газа.

1) Экспорт газа, осуществляемый как на основе долгосрочных контрактов, так и в рамках спотовой торговли, позволит сохранить необходимый объем поставок из России на европейский рынок при кратном увеличении поставок в восточном направлении (Китай, Япония, Республика Корея, Индия и др.). Общий экспорт природного газа в 2015-2035 годах возрастет с 208 млрд куб. м до 283–317 млрд куб. м. В целом, доля восточного направления в экспорте природного газа к 2035 году растёт с 7 до 42% в консервативном сценарии и до 40 % в целевом сценарии. Доля экспорта СПГ увеличится с 7 до 23 % в обоих сценариях. Иными словами, ожидается значительная диверсификация экспорта, как с точки зрения рынков сбыта, так и способов транспортировки.

2) Несмотря на замедление роста спроса и неопределённости с транзитом российского газа, европейский рынок газа продолжит формировать до половины российского экспорта в 2035 году. Поставки газа в СНГ будут сокращаться из-за снижения поставок в Украину.

3) В зависимости от экономической конъюнктуры внешних рынков газа и состояния топливно-энергетического баланса России будет осуществляться импорт газа из государств Центральной Азии со снижающейся тенденцией поставок.

Необходимо отметить, что слабым местом российской индустрии СПГ станет высокая себестоимость добычи и транспортировки газа в основных регионах (Ямал, шельф Баренцева моря, Сахалин, Приморский край), которая существенно превышает себестоимость добычи в Катаре, Австралии и других странах-экспортерах СПГ. Кроме того, при экспорте СПГ с Ямала будут выше и транспортные затраты, поскольку глубины моря ограничивают размеры танкеров-метановозов. Для обеспечения конкурентных преимуществ России перед другими странами и газовыми компаниями потребуется создание принципиально новых отечественных технологий дальнего транспорта природного газа.

Переработка природного газа в настоящее время в России является частью процесса функционирования добычи и транспортировки газа, обеспечивая, в частности, возможность подачи «сухого» (отбензиненного) газа в газопроводы и осуществляется в основном с целью извлечения вредных примесей. В результате теряется огромное количество содержащихся в газе полезных компонентов (таких как этан, пропан и бутан). Поэтому важным направлением развития газовой отрасли является многократное увеличение объемов переработки добываемого в стране природного и попутного газа с формированием в технологической платформе «Глубокая переработка углеводородной базы» отдельного направления «Глубокая переработка газа», включающего метановую и этановую химии и объединяющего технологические процессы и разработки по этому вопросу.

Решение этой проблемы будет способствовать превращению газового комплекса России из сырьевого комплекса в отрасль с широким спектром производимой продукции путем развития газоперерабатывающих и газохимических производств.

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 (с производством традиционной продукции метановой и этановой химии) провозглашалось стратегической задачей уже в ЭС-2030. Стратегия ставит целью дополнить это направление предприятиями газохимии небольших мощностей, ориентированными непосредственно на районы газо- и нефтедобычи. Внедрение принципиально новых высокотехнологичных газохимических процессов в районах добычи (на Востоке России, в Западной Сибири и Прикаспии) откроет перед отечественной газовой отраслью новые перспективы и сыграет огромную роль в экономическом развитии России.

С учетом высоких затрат на добычу, подготовку и транспорт газа на большие расстояния и насущной необходимости развития его переработки, инновационное перевооружение газовой отрасли России становится единственной возможностью сохранения ее роли и конкурентоспособности на мировых рынках.

Для решения задач газовой отрасли будут использованы следующие меры:

- 1) Совершенствование внутреннего рынка газа с выравниванием условий для всех его участников и проработка ко второму этапу Стратегии модели дальнейшего функционирования рынка с учетом складывающихся социально-экономических и политических условий.
- 2) Совершенствование тарифообразования на транспортировку газа.
- 3) Решение проблемы пользования подземными хранилищами газа.
- 4) Совершенствование доступа к магистральным трубопроводам, в том числе: завершение разделения естественно-монопольных видов деятельности от конкурентных в системе ОАО «Газпром».
- 5) Совершенствование биржевых механизмов реализации газа, в том числе:
 - обеспечение поэтапного расширения биржевой торговли природным газом (в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 323 от 16 апреля 2012 года) с дальнейшим наращиванием объемов и последующим переходом к использованию их биржевых цен в основном ценовом маркере для внутреннего рынка;
 - обеспечение обязательного резервирования мощностей транспортных систем для функционирования биржевой торговли природным газом.
- 6) Совершенствование налогообложения газовой отрасли, в том числе:

- внедрение установленного Федеральным закон №263-ФЗ от 30.09.2013 нового порядка исчисления суммы налога на добычу полезных ископаемых при добыче природного газа и газового конденсата;

- сохранение действующих льгот по НДС при добыче природного газа на шельфе арктических морей и на Ямале и таможенно-тарифного регулирования экспорта СПГ из указанных районов.

7) Устранение перекрестного субсидирования.

8) Дальнейшая газификация регионов, в том числе: проведение специализированных исследований по разработке технологий поиска и добычи нетрадиционных газовых ресурсов; освоение комплекса технологий и высокоэффективных модульных установок для разработки значительных трудноизвлекаемых запасов низконапорного газа и др.

9) Совершенствование ценообразования в рамках текущих принципов, в том числе:

- совершенствование государственного регулирования границ цен на сетевой газ при их росте до уровня, обеспечивающего межтопливную конкуренцию на внутренних энергетических рынках (при этом на всех этапах Стратегии будет обеспечена безубыточность поставок природного газа на внутренний рынок);

- формирование условий для перехода от регулирования оптовых цен на газ к регулированию тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам.

10) Адаптация экспортной политики России на европейском газовом рынке к новым тенденциям развития и трансформации регулирования (имплементация Третьего энергетического пакета, ожидаемое введение Целевой модели рынка природного газа) и к новым моделям ценообразования.

11) Нарастивание международной кооперации в целях обеспечения стабильного роста использования природного газа как доступного и наиболее экологически чистого источника энергии, в различных формах, включая моторное топливо и промышленное сырье.

На первом этапе реализации Стратегии российская газовая промышленность обеспечит внутренние потребности российской экономики и экспорт природного газа, главным образом, за счет эксплуатации действующих месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, Обско-Тазовской губы и Большехетской впадины, наращивания добычи на новых газовых месторождениях полуострова Ямал и Дальнего Востока (республики Саха (Якутия)). Начнется освоение производства широкой гаммы современных технических средств российского производства для разработки нефтегазовых ресурсов шельфа, включая морские буровые установки различного типа, добывающие технологические платформы, су-

да-газовозы. Кроме того, для успешного освоения шельфовых месторождений, особенно в акваториях арктических морей, будет внедряться специализированное подводное оборудование.

Планируется завершение ряда важнейших инфраструктурных проектов международного и национального значения, в том числе создание газотранспортной системы по направлению Ямал-Ухта-Торжок, расширение ГТС и строительство газопровода в рамках проекта «Турецкий поток», строительство газопровода «Сила Сибири». Будет осуществляться реконструкция газотранспортных объектов и системная организация технологических режимов работы магистральных газопроводов. Реконструкция действующих и создание новых системы подземного хранения газа (в том числе – строительство второй очереди Глебовского ПХГ в Крыму) позволит создать оперативные резервы газа в главных регионах его потребления с целью минимизации рисков топливоснабжения в пиковые периоды спроса. В подземном хранении газа будет проводиться оптимизация буферного объема газа, снижение пластовых потерь газа. Начнется строительство современных объектов береговой инфраструктуры в районах строительства заводов по производству СПГ, включая специализированные порты с отгрузочными терминалами для транспортировки СПГ и для обслуживания судов обеспечения, базы ремонта технологического оборудования, в том числе оборудования подводных комплексов. Увеличение производства сжиженного природного газа за счет строительства новых мощностей на острове Сахалин, полуострове Ямал, позволит в целевом сценарии диверсифицировать экспортные поставки российского СПГ.

Для обеспечения комплексной переработки углеводородного сырья и производства продукции с высокой добавленной стоимостью будет осуществляться строительство новых газоперерабатывающих и газохимических комплексов в Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке. В связи с этим будут осваиваться современные нефтегазохимические технологии и процессы, обеспечивающие получение из природного и попутного нефтяного газа жидкого топлива и эффективную конверсию метана в низшие олефины (этилен, пропилен и бутилены), которые являются исходным сырьем практически всех известных промышленных полимеров и химикатов.

Будет обеспечено внедрение нового порядка расчета НДС на природный газ с учетом макроэкономических параметров и особенностей разработки месторождений, а также сохранение действующих льгот по НДС при добыче природного газа на шельфе Арктических морей и на Ямале. Будут сформированы информационные и организационные предпосылки для повышения гибкости действующей системы исчисления налога на добычу полезных ископаемых в газовой отрасли. Будут созданы основы либерализация

внутреннего рынка природного газа. Предполагается реализация мер по развитию конкуренции на внутреннем газовом рынке с обеспечением прозрачного доступа для всех участников рынка к газотранспортной инфраструктуре, но текущая структура рынка газа во многом сохранится. Будет совершенствоваться государственное регулирование границ цен на сетевой газ, система тарифообразования на транспортировку газа. Будут формироваться условия для перехода от регулирования оптовых цен на газ к регулированию тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам. Получит развитие биржевая торговля природным газом с последующим переходом к использованию биржевых цен в основном ценовом маркере для внутреннего рынка. Будет развиваться система долгосрочных контрактов на поставку природного газа с повышением их гибкости. Система взаимоотношений с европейскими потребителями будет адаптирована к современным тенденциям развития газового рынка с учетом интересов России. Будет обеспечена реализация комплекса мер по стимулированию использования газомоторного топлива. Продолжится либерализация режима экспорта СПГ. Будет происходить наращивание международной кооперации в целях обеспечения стабильного роста использования природного газа.

На данном этапе будет обеспечено:

- увеличение доли Ямала, Восточной Сибири и Дальнего Востока в суммарных объемах добычи с 10,3 до 21–30 % в консервативном и целевом сценариях соответственно;
- обеспечение доли независимых производителей газа и вертикально интегрированных нефтяных компаний в суммарных объемах добычи на уровне 25-29 %;
- увеличение доли добычи газа на шельфах прилегающих морей в общем объеме добычи газа с 10,1 до 10,3% в обоих сценариях;
- увеличение доли добычи газа на шельфах арктических морей в общем объеме добычи газа с 9,4 до 9,7% в консервативном и 9,6% - в целевом сценариях;
- увеличение протяженности магистральных газопроводов на 11–13 % к уровню 2014 года;
- увеличение доли стран Азиатско-Тихоокеанского региона в структуре экспорта газа с 6,7 до 9–22 %;
- увеличение доли сжиженного природного газа в структуре экспорта с 6,7 до 8–17 %.

На втором этапе реализации Стратегии развитие российской газовой промышленности будет происходить в условиях перехода мировой экономики и энергетики на новый технологический уровень, характеризующийся высокой энергоэффективностью и расши-

ренным использованием неуглеводородных источников энергии. Продолжится изменение географии добычи и экспорта газа. Новые районы добычи газа (полуостров Ямал, континентальный шельф арктических морей, Восточная Сибирь и Дальний Восток) будут обеспечивать около двух пятых объема добычи газа в стране. Развитие российской газовой промышленности будет направлено на расширение сферы использования газа в экономике как ценного химического продукта, при снижении доли его использования как энергоносителя.

Получат развитие новые отечественные технологии и технические решения для разработки шельфовых месторождений; для эффективного извлечения газа ачимовской свиты; для разработки залежей жирных сероводородсодержащих газов Прикаспийского бассейна и гелийсодержащих газов Восточной Сибири и Саха (Якутии). Также будут осваиваться технологии и высокоэффективные модульные установки для разработки значительных остаточных трудно извлекаемых запасов низконапорного газа. Будут созданы технологические предпосылки для добычи и промышленного использования нетрадиционных ресурсов газа (сланцевого газа), для принципиально новых способов дальнего транспорта природного газа, в том числе морской транспортировки в сжатом и газогидратном состоянии. Будут создаваться эффективные технологии и комплексы для добычи природного газа и переработки его в метанол или СЖТ, в том числе морских комплексов и плавучих заводов СПГ, при освоении отдалённых от транспортных коммуникаций и относительно «мелких» месторождений арктических морей. Будет обеспечена диверсификация направлений и товарной номенклатуры экспорта российского газа за счет развития восточного экспортного направления, строительства новых терминалов по производству СПГ, развития газохимии. Начнется разработка и внедрение более простых и эффективных отечественных технологий конверсии природного газа, рассчитанных на эксплуатацию в условиях российских промыслов. Широкое развитие получают высокотехнологичная газохимия и производство синтетического жидкого топлива на основе газа.

Продолжатся работы по газификации регионов Российской Федерации, по расширению восточной газотранспортной системы с возможным, в случае экономической эффективности, ее подключением к Единой Системе Газоснабжения. Будет завершено формирование внутреннего рынка природного газа. Продолжится развитие биржевой торговли природным газом. Предполагается устранение перекрестного субсидирования в газовой промышленности, осуществление перехода к установлению рыночных внутренних цен на газ, что обеспечит развитие межтопливной конкуренции. Продолжится реализация мер по развитию конкуренции на внутреннем газовом рынке.

На данном этапе будет обеспечено:

- увеличение доли Ямала, Восточной Сибири и Дальнего Востока в суммарных объемах добычи с 21-30% до 38–41 %;
- увеличение доли независимых производителей газа и вертикально интегрированных нефтяных компаний в суммарных объемах добычи с 25-29% до 31–32 %;
- увеличение доли добычи газа на шельфах прилегающих морей в общем объеме добычи газа с 10,3 до 13-17%;
- увеличение доли добычи газа на шельфах арктических морей в общем объеме добычи газа с 9,7 до 11,4% в консервативном сценарии и с 9,6 до 14,9% - в целевом сценарии;
- увеличение протяженности магистральных газопроводов на 13–15 % к уровню 2014 года;
- увеличение доли стран Азиатско-Тихоокеанского региона в структуре экспорта газа с 9 до 42% в консервативном сценарии и с 22 до 40 % - в целевом сценарии;
- увеличение доли сжиженного природного газа в структуре экспорта с 8-17 до 23-23,4 %.

В таблице И.1 представлены индикаторы стратегического развития газовой промышленности, в таблице И.2 – баланс природного и попутного газа на период до 2035 года, в таблице Ж.3 - прогноз потребности в капитальных вложениях для развития газовой промышленности.

Таблица И.1 — Индикаторы стратегического развития газовой промышленности

Индикаторы/направления	2014 год (факт)	2020 год	2025 год	2035 год
<i>Добыча газа</i>				
Доля Ямала, Восточной Сибири и Дальнего Востока в суммарных объемах добычи (процентов)	10,3	<u>28,1</u> 19,8	<u>38,3</u> 30,3	<u>41,3</u> 38,1
Доля независимых производителей газа и вертикально интегрированных нефтяных компаний в суммарных объемах добычи (процентов)	30,3	<u>28,8</u> 26,0	<u>28,4</u> 26,5	<u>32,2</u> 31,6
Доля добычи газа на шельфах прилегающих морей (процентов)	10,1	<u>10,3</u> 10,3	<u>10,2</u> 11,2	<u>16,9</u> 13,3
Доля добычи газа на шельфах арктических морей (процентов)	9,4	<u>9,6</u> 9,7	<u>8,6</u> 9,6	<u>14,9</u> 11,4
<i>Транспортировка газа</i>				
Рост протяженности магистральных газопроводов (в процентах к 2014 году)		<u>10</u> 8	<u>13</u> 11	<u>15</u> 13
<i>Экспорт газа</i>				
Доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона в структуре экспорта (процентов)	6,7	<u>19,3</u> 7,6	<u>38,3</u> 31,6	<u>40,5</u> 42,5
Доля сжиженного природного газа в структуре экспорта (процентов)	6,7	<u>16,9</u> 7,6	<u>22,9</u> 17,5	<u>23,4</u> 23,0

Таблица И.2 – Баланс природного и попутного газа на период до 2035 года, млрд куб. м

	годы														
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	
Добыча - всего	651	670	655	668	639	641	641	652	666	693	723	852	878	885	
в т.ч: Уральский ФО (Тюменская обл.)	568	587	569	579	546	<u>638</u>	<u>636</u>	<u>640</u>	<u>643</u>	<u>649</u>	<u>650</u>	<u>743</u>	<u>800</u>	<u>821</u>	
по районам:						547	546	553	565	584	606	679	684	683	
Надым-Пургазовский	533	546	522	511	476	<u>469</u>	<u>455</u>	<u>438</u>	<u>433</u>	<u>423</u>	<u>417</u>	<u>411</u>	<u>399</u>	<u>383</u>	
						469	455	438	433	423	419	411	399	383	
Обско-Тазовская губа и Большехетская впадина	35,2	40,5	43	46	45	<u>45</u>	<u>45</u>	<u>45</u>	<u>45</u>	<u>45</u>	<u>43</u>	<u>48</u>	<u>55</u>	<u>70</u>	
-Ямал	0,0	0,0	4	23	25	<u>33</u>	<u>46</u>	<u>70</u>	<u>87</u>	<u>116</u>	<u>146</u>	<u>220</u>	<u>230</u>	<u>230</u>	
						31	42	60	67	77	82	136	182	202	
Томская обл.	5,0	4,5	5	5	5	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	
						5	5	5	5	5	4	4	4	4	
Европейские районы,	45	46	47	47	47	<u>46</u>	<u>47</u>	<u>48</u>	<u>50</u>	<u>52</u>	<u>52</u>	<u>55</u>	<u>54</u>	<u>52</u>	
из них:						46	47	49	51	53	53	50	50	47	
3 южных ФО, включая их шельфы	16	17	18	18	19	<u>19</u>	<u>22</u>	<u>24</u>	<u>26</u>	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>31</u>	<u>29</u>	<u>29</u>	
						19	22	24	26	28	28	27	26	25	
Приволжский ФО	24	25	25	25	23	<u>22</u>	<u>20</u>	<u>20</u>	<u>20</u>	<u>20</u>	<u>20</u>	<u>19</u>	<u>18</u>	<u>16</u>	
						22	20	20	20	20	20	18	17	15	
С-Западный ФО, включая Штокмановское м-е	4	5	4	5	5	<u>5</u>	<u>7</u>	<u>7</u>							
						5	5	5	5	5	5	5	7	7	
Восточная Сибирь	6	6	3	5	8	<u>9</u>	<u>10</u>	<u>11</u>	<u>11</u>	<u>12</u>	<u>12</u>	<u>30</u>	<u>43</u>	<u>44</u>	
						9	10	10	10	11	12	22	33	42	
Дальний Восток	26	27	30	31	33	<u>33</u>	<u>33</u>	<u>33</u>	<u>33</u>	<u>36</u>	<u>45</u>	<u>76</u>	<u>83</u>	<u>91</u>	
						33	33	33	33	34	35	67	70	68	
в том числе о. Сахалин	22	25	27	28	29	<u>29</u>	<u>29</u>	<u>29</u>	<u>29</u>	<u>29</u>	<u>29</u>	<u>40</u>	<u>45</u>	<u>52</u>	
						29	29	29	29	29	29	33	33	32	

Продолжение таблицы И.2

Импорт	36	33	33	30	26	<u>24</u> 24	<u>22</u> 22	<u>20</u> 20	<u>19</u> 19	<u>18</u> 18	<u>17</u> 17	<u>16</u> 16	<u>13</u> 13	<u>9</u> 9
Ресурсы - всего	687	703	688	697	665	<u>665</u> 662	<u>663</u> 658	<u>672</u> 660	<u>686</u> 662	<u>711</u> 667	<u>741</u> 667	<u>868</u> 759	<u>891</u> 813	<u>894</u> 830
Внутреннее потребление	460	471	468	469	462	<u>459</u> 457	<u>461</u> 458	<u>467</u> 462	<u>474</u> 467	<u>484</u> 473	<u>492</u> 478	<u>538</u> 513	<u>559</u> 532	<u>571</u> 542
то же, %% к 2014 году	100	102	101	102	100	<u>99</u> 99	<u>100</u> 99	<u>101</u> 100	<u>103</u> 101	<u>105</u> 102	<u>106</u> 103	<u>117</u> 111	<u>121</u> 115	<u>124</u> 117
из потребности:														
- собственные нужды газо-проводов	45	45	41	43	42	<u>42</u> 42	<u>41</u> 41	<u>42</u> 41	<u>43</u> 41	<u>45</u> 41	<u>48</u> 41	<u>55</u> 46	<u>54</u> 49	<u>51</u> 48
- расход в хозяйстве	415	425	427	427	420	<u>417</u> 416	<u>420</u> 417	<u>425</u> 421	<u>430</u> 426	<u>439</u> 432	<u>444</u> 437	<u>483</u> 466	<u>506</u> 484	<u>520</u> 493
в том числе:														
- электростанции	183	188	190	186	186	<u>184</u> 185	<u>183</u> 181	<u>183</u> 182	<u>183</u> 183	<u>185</u> 185	<u>188</u> 188	<u>201</u> 196	<u>206</u> 202	<u>206</u> 200
- центральные котельные	70	68	66	65	64	<u>63</u> 63	<u>65</u> 65	<u>64</u> 64	<u>65</u> 65	<u>65</u> 65	<u>65</u> 66	<u>65</u> 66	<u>67</u> 66	<u>66</u> 66
- промышленность и сырьевые нужды	75	77	78	77	76	<u>75</u> 74	<u>77</u> 75	<u>80</u> 78	<u>83</u> 79	<u>85</u> 80	<u>86</u> 81	<u>99</u> 91	<u>108</u> 98	<u>117</u> 107
- коммунально-бытовые нужды	72	76	78	78	78	<u>78</u> 78	<u>79</u> 79	<u>80</u> 80	<u>82</u> 81	<u>84</u> 83	<u>85</u> 85	<u>91</u> 89	<u>97</u> 92	<u>101</u> 95

Продолжение таблицы И.2

Экспорт - всего	223	230	215	234	208	<u>200</u> 198	<u>193</u> 192	<u>196</u> 189	<u>203</u> 186	<u>218</u> 185	<u>244</u> 184	<u>324</u> 240	<u>324</u> 273	<u>317</u> 283
в том числе:														
СНГ	62	71	71	62	57	<u>47</u> 46	<u>39</u> 37	<u>36</u> 32	<u>36</u> 29	<u>40</u> 28	<u>43</u> 27	<u>43</u> 25	<u>40</u> 24	<u>37</u> 23
запад	147	145	130	158	137	<u>138</u> 138	<u>141</u> 141	<u>144</u> 143	<u>146</u> 143	<u>146</u> 143	<u>153</u> 143	<u>157</u> 139	<u>156</u> 140	<u>152</u> 139
в т.ч. СПГ								<u>1</u> 0	<u>3</u> 0	<u>5</u> 0	<u>9</u> 0	<u>14</u> 8	<u>14</u> 11	<u>14</u> 13
восток	13	14	14	14	14	<u>14</u> 14	<u>14</u> 14	<u>15</u> 14	<u>21</u> 14	<u>33</u> 14	<u>47</u> 14	<u>124</u> 76	<u>128</u> 109	<u>128</u> 120
в т.ч. СПГ	13	14	14,0	14	14	<u>14</u> 14	<u>14</u> 14	<u>15</u> 14	<u>21</u> 14	<u>28</u> 14	<u>32</u> 14	<u>60</u> 34	<u>60</u> 41	<u>60</u> 52
Прочие расходы и изменение запасов	4	3	4	-6	-5	<u>7</u> 7	<u>8</u> 9	<u>9</u> 9	<u>9</u> 9	<u>9</u> 9	<u>5</u> 5	<u>6</u> 6	<u>8</u> 7	<u>5</u> 5
Из общей добычи	509	513	487	487	445	<u>480</u>	<u>480</u>	<u>487</u>	<u>490</u>	<u>495</u>	<u>515</u>	<u>610</u>	<u>605</u>	<u>600</u>
ОАО «Газпром»						480	478	476	479	478	481	547	559	561
независимые	142	157	168	180	194	<u>161</u> 158	<u>161</u> 159	<u>165</u> 164	<u>176</u> 164	<u>198</u> 170	<u>208</u> 169	<u>242</u> 197	<u>273</u> 241	<u>285</u> 260
Шахтный метан			0,3	0,3	0,6	<u>0,9</u> 0,3	<u>1,3</u> 0,4	<u>1,8</u> 0,6	<u>2,5</u> 0,7	<u>3,4</u> 1,1	<u>4,7</u> 2,3	<u>9</u> 8	<u>10</u> 9	<u>10</u> 9

Таблица И.3 – Прогноз потребности в капитальных вложениях для развития газовой промышленности на период до 2035 года (млрд долл. США, в ценах 2013 года)

	ГОДЫ																
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011- 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2016- 2020	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2016- 2035
Всего	20,8	22	31	23	23	20	119	27	27	29	32	36	100	140	145	152	537
							119	23	24	24	25	27	94	114	130	140	477
Добыча	3,7	6,8	9,3	7,6	7,8	<u>7,3</u>	<u>39</u>	<u>10,4</u>	<u>10,1</u>	<u>10,8</u>	<u>12,8</u>	<u>14,4</u>	<u>38</u>	<u>47</u>	<u>50</u>	<u>52</u>	<u>186</u>
						<u>7,3</u>	<u>39</u>	<u>7,3</u>	<u>7,3</u>	<u>7,5</u>	<u>7,6</u>	<u>7,9</u>	<u>36</u>	<u>42</u>	<u>47</u>	<u>49</u>	<u>173</u>
Транспорт	12,5	12,7	20,2	13,8	13,7	<u>11,2</u>	<u>72</u>	<u>13,3</u>	<u>13,9</u>	<u>14,2</u>	<u>13,4</u>	<u>14,3</u>	<u>42</u>	<u>50</u>	<u>53</u>	<u>58</u>	<u>202</u>
						<u>11,2</u>	<u>72</u>	<u>13,2</u>	<u>13,7</u>	<u>13,8</u>	<u>13,3</u>	<u>14,0</u>	<u>41</u>	<u>46</u>	<u>50</u>	<u>57</u>	<u>194</u>
Подземные храни- лища газа, перера- ботка, прочие	4,6	2,4	1,7	2,0	1,7	<u>1,1</u>	<u>9</u>	<u>2,9</u>	<u>3,1</u>	<u>4,3</u>	<u>5,6</u>	<u>7,1</u>	<u>20</u>	<u>44</u>	<u>42</u>	<u>43</u>	<u>149</u>
		-				<u>1,0</u>	<u>9</u>	<u>2,9</u>	<u>3,0</u>	<u>3,0</u>	<u>4,0</u>	<u>4,9</u>	<u>17</u>	<u>26</u>	<u>33</u>	<u>34</u>	<u>110</u>

Перспективы и ожидаемые результаты развития угольной промышленности

Целями развития угольной промышленности являются:

- 1) надежное и эффективное удовлетворение растущего внутреннего спроса на уголь нужного качества и продукты его переработки;
- 2) сохранение и укрепление позиций на внешних рынках с сохранением и, при возможности, увеличением на 32% экспорта угля с переориентацией большей части его объёма на азиатский рынок;
- 3) обеспечение конкурентоспособности угольной продукции с заменяющими его энергоресурсами и альтернативными поставщиками в условиях насыщенности внутреннего и внешнего рынков;
- 4) кардинальное повышение производительности труда в отрасли при росте уровня безопасности добычи угля и снижении вредных воздействий на окружающую среду.

Развитие угольной промышленности сталкивается со следующими вызовами:

- усиление конкуренции в международной торговле из-за вероятного замедления темпов роста мирового спроса на уголь;
- ограниченная конкурентоспособность угля в условиях сдерживания цен на внутреннем рынке газа;
- увеличения затрат на добычу и транспортировку угля в России.

В рамках реализации стратегической инициативы, связанной с развитием ТЭК в восточных районах страны, в угольной промышленности необходимо решить следующие задачи:

- 1) Создание новых центров угледобычи в Республике Саха (Якутия), Республике Тыва, Забайкальском крае и других регионах, преимущественно на востоке страны.
- 2) Замедление роста и снижение затрат на добычу угля за счёт использования передового оборудования и методов добычи угля, повышение рыночной эффективности путём развития обогащения и глубокой переработки угля с комплексным использованием сопутствующих ресурсов при кратном снижении зависимости отрасли от импорта технологий и оборудования.
- 3) Оптимизация транспортной логистики и широкое использование механизмов долгосрочного тарифообразования. Ликвидация «узких мест» в пропускной способности

железных дорог, прежде всего, на Транссибе, БАМе и Дальневосточной железной дороге, ускоренное развитие угольных терминалов особенно в Тихоокеанском бассейне.

4) Повышение эффективности антимонопольного регулирования рынков угля и качества корпоративного управления в угольной промышленности.

5) Обеспечение промышленной и экологической безопасности и охраны труда, интенсификация природоохранных мероприятий в отрасли.

6) Полное обеспечение отрасли квалифицированными кадрами.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, был определен оптимальный путь по альтернативному варианту решений в угольной промышленности (сохранение или прекращение субсидирования железнодорожных перевозок угля на экспорт). Предполагается сохранение субсидирования железнодорожных перевозок угля на экспорт в целях повышения конкурентоспособности российского угля на экспортных рынках.

В соответствии с принятым решением, сформированы сценарии развития угольной промышленности на период до 2035 года и комплекс необходимых для их реализации мероприятий государственной энергетической политики.

Развития угольной промышленности предусматривает, что:

1) Добыча угля в 2015–2035 годах увеличится с 362 млн т до 365 млн т в консервативном и 445 млн т в целевом сценариях, то есть на 1-23%. При этом добыча угля в Кузбассе возрастет с 216,8 млн т до 209-233 млн т, на Дальнем Востоке – с 34 млн т до 40-70 млн т, а в Восточной Сибири (включая Канско-Ачинский бассейн) – с 86,3 до 95–110 млн т. Ожидается дальнейший рост доли добычи открытым способом и обогащения каменного энергетического угля.

2) Во всей перспективе базовыми бассейнами для добычи угля остаются: Кузнецкий, Канско-Ачинский и Печорский. В средне- и долгосрочной перспективе, наряду с базовыми бассейнами, значительное развитие добычи угля произойдет на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока (Элегестское и Межегейское месторождения Улуг-Хемского бассейна (Республика Тыва), Аpscатское (Забайкальский край), Эльгинское (Республика Саха (Якутия), Амаамское месторождение Беринговского угольного бассейна (Чукотский автономный округ). В случае благоприятной конъюнктуры на мировом и российском рынках может начаться разработка следующих месторождений: Сейдинского и Усинского (Республика Коми), Северо-Сосьвинского (Ханты-Мансийский автономный округ), Чикойских углей Зашуланского месторождения (Забайкальский край), Ишидейского и Головинского (Иркутская область), Денисовского, Чульмаканского (Республика Саха (Якутия), Ерковецкого и Гаджинского (Амурская область) и других. Мак-

симальное использование потенциала производственных возможностей этих новых месторождений будет связано с темпами наращивания объема экспорта коксующегося и энергетического угля на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

3) При благоприятном сочетании внешних и внутренних условий на втором этапе Стратегии может начаться промышленное производство синтетической нефти из углей Кузнецкого и, главным образом, Канско-Ачинского угольных бассейнов. Наиболее благоприятными условиями для масштабной переработки углей в моторные топлива обладают угли Менчерепского месторождения в Восточном Кузбассе, а также Бородинское и Березовское месторождения в Канско-Ачинском бассейне.

4) Строительство новых и перевод действующих объектов жилищно-коммунального хозяйства на угольное топливо взамен мазута будет стимулировать региональные рынки сбыта угольной продукции и позволит сократить платежи населения за теплоэнергию за счет удешевления выработки тепла местными котельными.

5) Экспорт угля в 2015–2035 годах увеличится с 153 млн т до 156 млн т в консервативном и 202 млн т в целевом сценариях. При этом существенно возрастет доля коксующихся углей в экспорте, прежде всего, в страны АТР. Сохранится импорт угля из Казахстана в Россию.

6) Производительность труда в отрасли к 2035 году вырастет по сравнению с современным уровнем в 3,4–3,7 раза.

7) Валовая выручка отрасли в 2015–2035 годах существенно увеличится; повысится рентабельность продаж по отрасли.

Обеспечение стабильного развития отрасли предполагает осуществление эффективного взаимодействия федеральных и региональных органов государственной власти, угольных, энергетических и транспортных компаний, финансово-кредитных учреждений и других бизнес-структур.

Для решения задач угольной отрасли будут использованы следующие меры:

1) Разработка и внедрение новых подходов к налогообложению добычи угля, в том числе:

- проработка на втором этапе реализации Стратегии вариантов совершенствования НДС на уголь, включая освобождение от его уплаты на начальном и конечном этапах добычи, дифференциацию ставок налога с учётом условий конкуренции угля с другими видами топлива, формирование механизма «защиты» целевого использования финансовых средств от скидок с НДС по факторам опасности работ при добыче угля, индексирование составляющих частей НДС на основе биржевых котировок цен на уголь, регистрируемых на товарно-сырьевой бирже;

- установление таможенных пошлин на импортируемый коксующийся уголь при освобождении от обложения таможенными пошлинами машин и оборудования для угольной промышленности, не имеющих российских аналогов.

2) Проработка возможности корректировки тарифов на перевозки угля железнодорожным и водным транспортом с учётом цен на внешних рынках.

3) Разработка и реализация комплекса мер по стимулированию биржевой торговли угольной продукцией.

4) Широкое использование техники и технологий, обеспечивающих повышение качества добываемого угля, создание оборудования для производства, транспортировки и хранения стандартизованного угольного топлива.

5) Государственная поддержка проектов глубокой переработки и обогащения угля; развития производства синтетического жидкого топлива, газообразных продуктов глубокой переработки угля; развития комплексного использования сопутствующих ресурсов и отходов переработки угля; развития энерготехнологических кластеров.

6) Последовательное приведение нормативных требований к организациям угольной отрасли в сфере охраны окружающей среды в соответствие с мировыми стандартами.

7) Выполнение проектов ликвидации организаций угольной промышленности для завершения реструктуризации отрасли в увязке с мерами социальной защиты высвобождаемых работников.

8) Разработка нормативных документов в области безопасности в угольной промышленности, разработка социальных стандартов, создание системы обязательного страхования персонала предприятий.

На первом этапе Стратегии в угольной промышленности планируется реализация комплекса мер по обеспечению конкурентоспособности и сохранению экспортного потенциала отрасли в условиях снижения мировых цен на уголь. Будет осуществляться техническое перевооружение и интенсификация угольного производства, переход к автоматизированным, компьютеризированным и роботизированным технологиям добычи угля; разработка, внедрение и использование прогрессивных технологий добычи угля (циклично-поточных, поточных, роботизированных технологий и других). Предусматривается оснащение шахт и разрезов современным добычным, проходческим и транспортным оборудованием, обеспечивающим повышение надежности и рост производительности труда. Будут разрабатываться новые технологии и оборудование для эффективной дегазации угольных пластов, оборудование и средства защиты от взрыва метана и угольной пыли. Будет снижена аварийность и травматизм на угледобывающих предприятиях. Предусматривается обеспечение финансирования разведки угольных ресурсов в освоенных бассей-

нах, где возможен открытый способ добычи, а также на новых площадях в Сибирском ФО и Дальневосточном ФО в рамках государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов». Предполагается увеличение объемов обогащения угля; применение эффективных технологий в области обогащения, обеспечивающих повышение качества добываемого угля; разработка и реализация «пилотных» проектов в области глубокой переработки угля. Будет осуществляться строительство необходимой портовой инфраструктуры и модернизация действующих портов (Восточный, Ванино, Усть-Луга, Мурманск и другие), а также строительство новых портов с высокопроизводительными угольными терминалами, в том числе в районе Амаамской бухты в Чукотском автономном округе и других.

Будут созданы производственные кластеры на базе инновационных технологий комплексного использования ресурсов угольных месторождений: «Комплексная переработка угля и техногенных отходов» (в Кемеровской области), «Горно-металлургический кластер» (в Республике Саха (Якутия)), «Промышленный кластер» (в Приморском крае), «Приборостроительный кластер» (по производству современного оборудования для угольной промышленности, в г. Новосибирске); также планируется формирование кластеров «Комплексная глубокая переработка угля», «Развитие добычи и утилизации метана» и других. Бюджетам субъектов Российской Федерации будут предоставляться субсидии на цели реализации мероприятий, предусмотренных программами развития инновационных территориальных кластеров; обеспечение поддержки реализации мероприятий программ развития инновационных территориальных кластеров в рамках федеральных целевых программ и государственных программ Российской Федерации.

Получит развитие биржевая торговля угольной продукцией. Будут разрабатываться новые подходы к налогообложению добычи угля. Будут проработаны возможности корректировки тарифов на перевозки угля железнодорожным и водным транспортом с учётом цен на внешних рынках. Предполагается сохранение субсидирования железнодорожных перевозок угля на экспорт. Будет осуществляться последовательное приведение нормативных требований к организациям угольной отрасли в сфере охраны окружающей среды в соответствие с мировыми стандартами. Предполагается формирование угольными компаниями специального фонда для ликвидации нерентабельных производств и снижения негативных последствий ведения горных работ, в увязке с мерами социальной защиты высвобождаемых работников. Будут разрабатываться нормативные документы в области безопасности в угольной промышленности, социальные стандарты; будут приниматься меры по созданию системы обязательного страхования персонала предприятий.

На данном этапе будет обеспечено:

- увеличение доли Восточной Сибири и Дальнего Востока в общем объеме добычи угля с 33,2 до 35-36 %;
- возрастание доли новых мощностей в общем объеме добычи угля с 6 до 8–10%;
- рост объема мощностей угольных терминалов морских портов с 91 до 125–130 млн т;
- возрастание охвата обогащением каменного энергетического угля с 32 до 40-45%;
- увеличение доли открытого способа разработки с 69 до 75–80 %;
- рост производительности труда по добыче угля в 1,8 раза;
- увеличение уровня рекультивации земель от годового нарушения с 33,1 до 65–70 %.

На втором этапе Стратегии в угольной промышленности предполагается дальнейшее повышение производительности труда; обеспечение мировых стандартов в области промышленной безопасности и охраны труда, экологической безопасности при добыче и обогащении угля. Предусматривается промышленное получение продуктов глубокой переработки угля: производство полукокса, угольных брикетов без связующих, мелкозернистого кокса, коксобрикетов и дизельного топлива из бурого угля; переработка угля методом пиролиза с получением облагороженных углей для бездымного пиролиза каменных углей; производство синтетического моторного топлива и синтез-газа; получение водорода из угля; производство высококачественного энергетического топлива из угольных отходов и энергоресурсов растительного и органического сырья; получение из угольной породы редкоземельных металлов и синтетического ракетного топлива.

Предполагается дальнейшее внедрение инновационных решений в области добычи и утилизации метана, содержащегося в угольных пластах, с использованием следующих технологий: плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты для добычи метана: дегазации угольных пластов и промышленной добычи метана на угольных шахтах; утилизации парникового газа, обеспечивающей сокращение эмиссии парникового газа в атмосферу (с применением механизма Киотского соглашения); совместное сжигание угля и метана на стационарных вакуум-насосных станциях.

Будут реализовываться инновационные проекты в области альтернативного использования угля: разработка комплекса технологий производства реагентов для очистки питьевой воды и промышленных стоков; производство цемента и строительных материалов из золошлаковых отходов; использование коксовых брикетов при электропечном обеднении шлаков в производстве цветных металлов; использование полукокса бурых углей в производстве кремния; получение кокса за счет спекания угля с нефтяными до-

бавками; получение углеродных волокон на основе каменноугольного пека; производство сорбентов медицинского и экологического направления; получение биоугля. Получат дальнейшее развитие производственные кластеры на базе инновационных технологий комплексного использования ресурсов угольных месторождений.

Повысится использование угля в электроэнергетике, предусматривающее внедрение и использование следующих технологий: пылеугольного сжигания угля с учетом сверхкритических параметров пара, плазменного розжига и стабилизации горения; технологии «PCI» (Pulverized Coal Injection); газификации угля, в том числе подземной газификации угля, предусматривающей получение синтез-газа, жидких топлив и масел; сжигание угля в кипящем слое, в том числе в циркулирующем кипящем слое; сжигание доугольного топлива; плазменно-топливных технологий, предусматривающих плазменный розжиг и стабилизацию горения; мембранных и нанотехнологий. Эти технологии позволят повысить КПД использования угля в электроэнергетике и будут более экологичными по сравнению с ныне действующими.

Будут проработаны варианты совершенствования НДПИ на уголь. Дальнейшее развитие получит биржевая торговля угольной продукцией. Будет создана единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью. Получат развитие специализированные компании, выполняющие комплекс научно-исследовательских, проектно-конструкторских и внедренческих работ, в том числе в области дегазации шахт и промышленного получения метана. Продолжится приведение нормативных требований к организациям угольной отрасли в сфере охраны окружающей среды в соответствие с мировыми стандартами

На данном этапе будет обеспечено:

- увеличение доли Восточной Сибири и Дальнего Востока в общем объеме добычи угля с 35-36% до 37-40 %;
- возрастание доли вводимых мощностей в общем объеме добычи угля с 8-10% до 25–30%;
- наращивание объема мощностей угольных морских терминалов с 125-130 до 175-180 млн т;
- рост охвата обогащением каменного энергетического угля с 40-45 до 70-80 %;
- увеличение доли открытого способа разработки с 75-80% до 80–85 %;
- рост производительности труда по добыче угля в 3,4–3,7 раза;
- увеличение уровня рекультивации земель от годового нарушения с 65-70% до 90-95 %.

В таблице К.1 представлены индикаторы стратегического развития угольной промышленности, в таблице К.2 – баланс твердого топлива на период до 2035 года, в таблице К.3 - прогноз потребности в капитальных вложениях для развития угольной промышленности.

Таблица К.1 – Индикаторы стратегического развития угольной промышленности

Индикаторы/направления	2014 год (факт)	2020 год	2025 год	2035 год
<i>Добыча и транспортировка угля</i>				
Доля новых мощностей в общем объеме добычи угля (процентов)	6	$\frac{10}{8}$	$\frac{20}{15}$	$\frac{30}{25}$
Доля Восточных регионов (Красноярский край, Иркутская обл., Дальний Восток) в общем объеме добычи угля (процентов)	33,2	$\frac{35,1}{35,2}$	$\frac{38,3}{35,3}$	$\frac{40,5}{37,0}$
Объем мощностей угольных терминалов морских портов (млн т)	91	$\frac{130}{125}$	$\frac{150}{140}$	$\frac{180}{175}$
<i>Переработка угля</i>				
Охват обогащением каменного энергетического угля (процентов)	32	$\frac{45}{40}$	$\frac{60}{50}$	$\frac{80}{70}$
<i>Научно-технический прогресс и инновации</i>				
Доля открытого способа разработки (процентов)	69	$\frac{80}{75}$	$\frac{80}{75}$	$\frac{85}{80}$
<i>Экономическая эффективность угольной промышленности</i>				
Темп роста производительности труда по добыче (процентов к 2014 году)	-	$\frac{180}{170}$	$\frac{240}{220}$	$\frac{370}{340}$
<i>Экологическая эффективность угольной промышленности</i>				
Уровень рекультивации земель от годового нарушения (процентов)	33,1	$\frac{70}{65}$	$\frac{80}{70}$	$\frac{95}{90}$

Таблица К.2 – Баланс твердого топлива на период до 2035 года, млн т

	годы														
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	
Добыча угля, млн. т	323	337	352,6	352,0	362	<u>365</u> 364	<u>355</u> 354	<u>355</u> 354	<u>355</u> 352	<u>362</u> 356	<u>370</u> 358	<u>410</u> 357	<u>425</u> 365	<u>445</u> 365	
в том числе:															
коксуемый	73	74	72,4	77,3	80	<u>81</u> 80	<u>79</u> 78	<u>79</u> 78	<u>79</u> 77	<u>80</u> 78	<u>86</u> 79	<u>95</u> 80	<u>96</u> 86	<u>97</u> 87	
добыча по бассейнам:															
- Донецкий	4,7	5,2	5,6	4,7	5,7	<u>5</u> 5	<u>5</u> 5	<u>6</u> 5	<u>6</u> 5	<u>6</u> 5	<u>6</u> 5	<u>5</u> 5	<u>5</u> 4	<u>6</u> 4	
- Уральский	2,2	2,4	2,4	2,3	2,0	<u>2</u> 2	<u>2</u> 2	<u>2</u> 2	<u>1</u> 1	<u>0</u> 0	<u>0</u> 0	<u>0</u> 0	<u>0</u> 0	<u>0</u> 0	
- Печорский	13,6	13,4	13,7	13,9	13,1	<u>15</u> 15	<u>15</u> 14	<u>15</u> 15	<u>15</u> 14	<u>15</u> 14	<u>15</u> 14	<u>20</u> 12	<u>20</u> 12	<u>20</u> 11	
- Кузнецкий	185	193	201,5	205,5	216,8	<u>208</u> 207	<u>204</u> 204	<u>204</u> 206	<u>205</u> 206	<u>208</u> 209	<u>213</u> 208	<u>223</u> 209	<u>230</u> 213	<u>233</u> 209	
- Канско-Ачинский	41,2	39,6	41,5	37,3	36,2	<u>37</u> 37	<u>35</u> 35	<u>34</u> 34	<u>34</u> 34	<u>35</u> 35	<u>37</u> 36	<u>41</u> 36	<u>43</u> 38	<u>48</u> 40	
- Вост.Сибирские	42,4	48,5	50,1	51,8	50,1	<u>55</u> 55	<u>53</u> 53	<u>53</u> 52	<u>53</u> 52	<u>55</u> 53	<u>55</u> 54	<u>56</u> 54	<u>58</u> 55	<u>62</u> 55	
- Дал. Восточные	31,4	31,6	35,1	33,2	34,0	<u>37</u> 37	<u>35</u> 35	<u>35</u> 35	<u>35</u> 35	<u>37</u> 35	<u>38</u> 36	<u>60</u> 36	<u>64</u> 38	<u>70</u> 40	
Ресурсы угля из добычи, млн. т у. т.	223	230	245	245	252	<u>253</u> 253	<u>246</u> 246	<u>246</u> 245	<u>246</u> 244	<u>250</u> 247	<u>255</u> 248	<u>283</u> 247	<u>292</u> 252	<u>304</u> 252	
то же, %% к 2014 году	88	91	97	97	100	<u>100</u> 100	<u>98</u> 97	<u>97</u> 97	<u>97</u> 97	<u>99</u> 98	<u>101</u> 98	<u>112</u> 98	<u>116</u> 100	<u>121</u> 100	
Прочие твёрдые топлива, млн. т у. т.	18,3	18,3	18,6	19,0	20,2	<u>20,8</u> 20,8	<u>21,3</u> 21,3	<u>21,8</u> 21,8	<u>22,9</u> 22,9	<u>22,9</u> 22,9	<u>23,3</u> 23,3	<u>25,0</u> 25,0	<u>27,1</u> 27,1	<u>30,7</u> 30,7	
Импорт, млн. т у. т.	16	13	14	13	12	<u>11</u> 12	<u>11</u> 11	<u>11</u> 11	<u>11</u> 11	<u>11</u> 11	<u>11</u> 11	<u>11</u> 11	<u>10</u> 10	<u>4</u> 8	

Продолжение таблицы К.2

Ресурсы твёрдого топлива - всего	256	261	278	277	285	<u>285</u>	<u>279</u>	<u>279</u>	<u>280</u>	<u>285</u>	<u>290</u>	<u>319</u>	<u>329</u>	<u>338</u>
Внутреннее потребление, млн. т у. т.	179	176	180	172	166	<u>162</u>	<u>155</u>	<u>154</u>	<u>154</u>	<u>157</u>	<u>159</u>	<u>166</u>	<u>173</u>	<u>177</u>
то же, %% к 2014 году	108	106	109	104	100	<u>98</u>	<u>94</u>	<u>93</u>	<u>93</u>	<u>94</u>	<u>96</u>	<u>100</u>	<u>104</u>	<u>107</u>
в том числе:						98	95	95	95	95	97	97	101	100
- электростанции	87	85	87	78	79	<u>78</u>	<u>73</u>	<u>74</u>	<u>75</u>	<u>78</u>	<u>81</u>	<u>90</u>	<u>98</u>	<u>106</u>
						78	73	74	75	78	81	86	93	95
- центральные котельные	19	18	19	18	18	<u>18</u>	<u>18</u>	<u>18</u>	<u>18</u>	<u>18</u>	<u>18</u>	<u>17</u>	<u>17</u>	<u>17</u>
						18	18	18	18	18	18	17	17	17
- промышленность и строительство	41	42	44	42	40	<u>38</u>	<u>38</u>	<u>37</u>	<u>36</u>	<u>37</u>	<u>37</u>	<u>35</u>	<u>34</u>	<u>34</u>
						40	40	40	39	38	37	34	33	32
- коммунально-бытовые нужды	28	28	28	28	26	<u>25</u>	<u>24</u>	<u>24</u>	<u>23</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>21</u>	<u>19</u>
						25	24	24	23	22	22	22	21	20
Экспорт, млн. т у. т.	77	84	95	108	121	<u>122</u>	<u>124</u>	<u>125</u>	<u>126</u>	<u>128</u>	<u>130</u>	<u>153</u>	<u>156</u>	<u>160</u>
в том числе:						<u>121</u>	<u>121</u>	<u>121</u>	<u>122</u>	<u>123</u>	<u>122</u>	<u>122</u>	<u>122</u>	<u>123</u>
СНГ	10	8	9	9	7	<u>6</u>	<u>6</u>	<u>6</u>	<u>6</u>	<u>6</u>	<u>6</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>5</u>
						6	6	6	6	5	5	3	2	1
дальнее зарубежье	67	76	86	99	114	<u>116</u>	<u>117</u>	<u>118</u>	<u>120</u>	<u>122</u>	<u>124</u>	<u>148</u>	<u>151</u>	<u>155</u>
						115	115	115	116	117	117	119	120	122
Прочие расходы и изменение запасов	1	2	2	-3	-2	<u>1</u>	<u>0</u>	<u>2</u>						
						1	0	0	0	0	0	0	0	2

Таблица К.3 – Прогноз потребности в капитальных вложениях для развития угольной промышленности на период до 2035 года (млрд долл. США, в ценах 2013 года)

	годы																
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2016-2035
Всего	2,1	2,5	2,7	2,9	3,1	<u>1,4</u>	<u>14</u>	<u>2,7</u>	<u>2,7</u>	<u>2,6</u>	<u>2,5</u>	<u>2,5</u>	<u>13</u>	<u>16</u>	<u>18</u>	<u>22</u>	<u>70</u>
						1,4	14	2,6	2,6	2,5	2,4	2,4	13	15	17	20	64

Перспективы и ожидаемые результаты развития сектора преобразования энергии - электроэнергетики и централизованного теплоснабжения.

Целями развития сектора преобразования энергии - электроэнергетики и централизованного теплоснабжения – являются:

- 1) надёжное удовлетворение экономически оправданного роста потребностей страны в электрической и тепловой энергии (мощности) при доступности цен и энергетической инфраструктуры;
- 2) глубокая модернизация и развитие производственной базы сектора со снижением износа основных фондов и повышением энергетической и экономической эффективности производства, транспорта и распределения энергии;
- 3) эффективное сочетание централизации энергоснабжения с развитием распределённой генерации и интеллектуализацией энергетических систем;
- 4) совершенствование рыночных отношений и государственного регулирования для усиления конкурентных возможностей потребителей и повышения эффективности инвестиций с целью сдерживания роста цен на электроэнергию и тепло.

Развитие сектора сталкивается со следующими вызовами:

- большой износ основных фондов при недостатке стимулов для вывода их из эксплуатации;
- несовершенство действующей модели ценообразования на рынке тепла и электроэнергии, а также недостаток конкуренции на оптовом и розничном рынках энергии и мощности;
- чрезмерное использование импортного оборудования;
- непоследовательная ценовая политика;
- недостаточный уровень доступности энергетической инфраструктуры, наличие технологических барьеров на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

В рамках реализации стратегической инициативы, связанной с новой электрификацией страны, в секторе преобразования энергии – электроэнергетике и централизованном теплоснабжении – необходимо решить следующие задачи:

- 1) Вывод из эксплуатации физически и морально устаревшего энергетического оборудования с введением вдвое большего объема новых мощностей, преимущественно на базе использования отечественных технологий и оборудования.

2) Коренная модернизация и развитие Единой электроэнергетической системы с последовательным присоединением к ней объединённой энергосистемы Востока и изолированных энергосистем (с учетом возможных технико-экономических последствий) при обеспечении эффективной надёжности электроснабжения в сочетании с развитием распределённой генерации и интеллектуализацией систем.

3) Глубокая модернизация городских и промышленных систем централизованного энергоснабжения и формирование в них конкурентной среды, в том числе за счет развития распределённой генерации.

4) Оптимизация структуры и загрузки электро- и теплогенерирующих мощностей по типам генерации (с учётом маневренности оборудования) и видам используемых энергоресурсов как основа совершенствования структуры ТЭБ страны и регионов.

5) Интеграция электроэнергетики в Едином экономическом пространстве и увеличение экспорта электрической энергии и мощности (до 32-74 млрд кВт-ч), особенно на востоке страны.

6) Развитие конкуренции и методов государственного (в том числе антимонопольного) регулирования в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении для сдерживания роста цен электроэнергии и тепла вблизи уровня инфляции.

7) Преобладающее обеспечение сектора отечественным оборудованием и полное – квалифицированными кадрами.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, были определены оптимальные пути по альтернативным вариантам решений в секторе преобразования энергии – электроэнергетике и централизованном теплоснабжении.

Относительно первого альтернативного варианта решений (переход к долгосрочному ценообразованию на электроэнергию и тепло или сохранение существующей модели ценообразования), в целях обеспечения баланса интересов потребителей и производителей энергии на первом этапе Стратегии предусматривается совершенствование существующей модели ценообразования, на втором этапе – переход к долгосрочному ценообразованию на электроэнергию и тепло.

По второму альтернативному варианту решений (отказ от перекрестного субсидирования или его сохранение), на втором этапе Стратегии предполагается в основном ликвидировать перекрестное субсидирование в электроэнергетике и теплоснабжении между регионами и отдельными группами потребителей.

По третьему альтернативному варианту решений (развитие распределенной генерации или сохранение централизованной генерации), Стратегия предусматривает активное развитие распределенной генерации, особенно на втором этапе Стратегии, что будет

способствовать повышению энергетической безопасности и инновационному развитию энергетики.

В соответствии с принятыми решениями, сформированы сценарии развития сектора преобразования энергии – электроэнергетики и централизованного теплоснабжения – на период до 2035 года и комплекс необходимых для их реализации мероприятий государственной энергетической политики.

Электроэнергетика.

Целевой сценарий развития электроэнергетики России предусматривает к 2035 году рост производства электроэнергии на 43 % (с 1062 до 1514 млрд кВт·ч) и установленной мощности электростанций – на 25 % (с 250 до 312 млн кВт).

Консервативный сценарий развития электроэнергетики характеризуется отставанием в динамике основных производственных показателей от целевого сценария и предусматривает рост производства электроэнергии к 2035 году на 27 % (с 1062 до 1352 млрд кВт·ч) и установленной мощности электростанций на 13 % (с 250 до 282 млн кВт).

При сохранении доминирующей роли тепловых электростанций, их доля в производстве электроэнергии уменьшится с 66,3 до 64 % в консервативном и 61 % в целевом сценариях. В сочетании с уменьшением удельных расходов первичной энергии соответственно на 10–13 %, это приведет к росту потребления органического топлива к 2035 году на 11-16% (с 298 до 331–346 млн т у. т.) при сокращении доли газа в расходе первичной энергии электростанциями с 52% до 48% в консервативном сценарии и до 46% - в целевом.

Опережающее развитие получают неуглеродные электростанции с ростом их мощности на 29-49% и выработки 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.

Региональная структура *генерирующих мощностей* на период до 2035 года будет формироваться следующим образом:

В европейской части России:

- 1) атомные электростанции с увеличением их доли в базовой части графика электрических нагрузок, в том числе при синхронизации вводов новых блоков атомных электростанций с гидроаккумулирующими электростанциями и газотурбинными установками;
- 2) тепловые конденсационные электростанции с глубоко модернизированными паросиловыми блоками, а также растущей долей парогазовых блоков, последовательно замещающих выводимое из работы старое оборудование;

3) парогазовые, газотурбинные и модернизированные паротурбинные теплоэлектростанции разной мощности;

4) гидроаккумулирующие электростанции и газотурбинные установки для покрытия пиковой части графика нагрузок.

Генерация в полупиковой части графика нагрузок будет обеспечиваться гидроэлектростанциями и действующими тепловыми электростанциями (с их модернизацией) и при частичной разгрузке наименее экономичных тепловых электростанций.

В Сибири и на Дальнем Востоке:

1) гидроэлектростанции для покрытия всех зон графика электрических нагрузок, с доминированием их мощностей в полупиковой и пиковой части графика нагрузок;

2) тепловые электростанции, работающие в основном на угольном топливе Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов, а также Иркутского бассейна, забайкальских и дальневосточных месторождений;

3) тепловые электростанции, работающие на газе в районе крупных месторождений природного газа (Ханты-Мансийский автономный округ – Югра и Ямало-Ненецкий автономный округ), в том числе с использованием остающихся запасов низконапорного газа в отработанных месторождениях, а также теплоэлектростанции, расположенные в крупных газифицируемых городах Восточной Сибири и Дальнего Востока;

4) атомные источники большой, средней и малой мощности в районах их потенциальной конкурентоспособности;

5) малая энергетика на возобновляемых источниках энергии, в том числе замещающая локальную дизельную генерацию.

Стратегия предусматривает следующие направления перспективного развития для теплоэнергетики, атомной энергетике и гидроэнергетики, а также для Единой энергетической системы России и электросетевого комплекса.

К 2035 году в результате развития генерирующих мощностей в *теплоэнергетике* будет проведено широкомасштабное обновление существующего парка физически изношенного и морального устаревшего оборудования с выводом из эксплуатации существенного объема мощностей действующих тепловых электростанций; для большинства остающихся в эксплуатации паросиловых блоков на газе и угле будет последовательно проводиться масштабная и глубокая модернизация основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающая комплексное улучшение показателей экономичности, экологичности, надежности и маневренности.

Для обеспечения прироста потребности в электроэнергии и тепле и обновления выводимого генерирующего оборудования будут введены значительные объемы энергомош-

ностей с использованием оборудования, поставляемого российскими предприятиями на базе собственных разработок или технологического трансферта с высокой степенью локализации.

Для генерирующих мощностей, работающих на газе, продолжится массовое внедрение передовых технологий на базе ГТУ в виде парогазовых установок с коэффициентом полезного действия 53–55 %, газотурбинных установок, в том числе с сочетанием последних с котлами-утилизаторами. Средневзвешенный коэффициент полезного действия производства электроэнергии на тепловых электростанциях, работающих на газе, вырастет с 38 до 45 % и более.

В теплоэнергетике будет реализовываться стратегическое направление развития угольных тепловых электростанций в зоне их экономической эффективности, главным образом в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В результате доля угля в потреблении топлива тепловыми электростанциями в 2035 году сохранится на уровне не ниже 29–31 %. Генерирующие мощности, работающие на угле, будут представлять собой установки, в том числе работающие на сверхкритических параметрах пара (где это будет экономически целесообразным – и на суперсверхкритических параметрах), а также установки, оборудованные котлами с циркулирующим кипящим слоем и котлами с низкотемпературным вихрем. Будут осваиваться установки с газификацией угля и энерготехнологические установки. Средневзвешенный коэффициент полезного действия производства электроэнергии на тепловых электростанциях, работающих на угле, увеличится до 37% и более.

Системы централизованного энергоснабжения предпочтительно будут ориентированы на комбинированное производство электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях теплофикационного и когенерационного типа. Динамика роста мощности ТЭЦ будет опережать динамику спроса на централизованное тепло за счет вытеснения котельных комбинированной схемой энергоснабжения. При этом будет увеличиваться область эффективного применения установок распределенной генерации электроэнергии, в первую очередь на базе технологий когенерационного типа, включая преобразование газовых котельных в газотурбинные электростанции, которые будут замещать существующие котельные мощностью от 10 кВт до 50 МВт. Они будут выполнять роль как локальных источников энергоснабжения, так и источников для покрытия переменной части графика нагрузки в централизованно-распределенных системах, увеличивая коэффициент использования установленной мощности наиболее мощных энергоустановок.

Перспективы развития *атомной энергетики* базируются на следующих положениях:

- в европейской части России в условиях дорожающего органического топлива атомные электростанции повышенной безопасности позволяют замыкать энергетический баланс, экономя органическое топливо;

- развитие атомной энергетики обеспечивает разработку все более совершенных ядерных технологий, в том числе за счет развития технологии замкнутого ядерного топливного цикла, позволяющих решать экономические, энергетические и экологические проблемы человечества в будущем при технологическом укреплении режима нераспространения ядерного оружия.

В атомной энергетике будут работать атомные электростанции с водо-водяными реакторами, реакторами на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем, продолжатся работы по созданию и применению атомных источников энергоснабжения средней и малой мощности.

Главным направлением развития *гидроэнергетики* на весь период действия Стратегии является дальнейшее освоение богатых гидроресурсов России в увязке со спросом на электроэнергию и режимами ее потребления. Прогнозная оценка объемов производства электроэнергии на гидроэлектростанциях исходит из следующих предпосылок:

- прирост производства электроэнергии на гидроэлектростанциях в европейской части России будет небольшим, в основном за счет ввода в действие гидроэлектростанций на Северном Кавказе и реализации программы строительства гидроаккумулирующих электростанций, необходимых для режимного (суточного) регулирования мощностей энергосистем. Предусматривается увеличение мощности и выработки электроэнергии на действующих гидроэлектростанциях, в основном на Чебоксарском и Нижнекамском гидроузлах, за счет повышения уровней водохранилищ до проектных отметок;

- 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 их экологического воздействия на окружающую среду и возможностей покрытия графиков нагрузки. Важны будут также мультипликативные эффекты развития этих регионов, от ввода новых гидрогенерирующих мощностей и создания на их основе кластеров энергоемких промышленных производств – потребителей энергии гидроэлектростанций.

Энергетика, основанная на *возобновляемых источниках энергии*, будет развиваться в виде малых ГЭС, солнечных энергоустановок, геотермальных электростанций и тепло-снабжающих установок, биоэнергетических и ветровых установок, мусоросжигающих и мусороперерабатывающих энергокомплексов в крупных городах. В отдаленной перспективе возможно использование энергии приливов.

Получит развитие, особенно в районах невысокой плотности нагрузки, малая энергетика и децентрализованное электроснабжение с активным использованием всех видов местных и вторичных энергоресурсов.

Единая энергетическая система России будет развиваться как путем присоединения к ней ныне изолированных энергосистем и энергорайонов, так и путем развития межсистемных и внутрисистемных электрических сетей всех классов напряжений, в том числе для экспорта электроэнергии. Основные направления развития *электрических сетей* предусматривают развитие трех составляющих Единой энергетической системы России:

1) общегосударственной сети, связывающей западные и восточные регионы страны мощными линиями электропередачи, позволяющими реализовать преимущества совместной работы энергосистем на территории Российской Федерации, обеспечивать баланс мощности и электроэнергии на национальном уровне, надежность системы электроснабжения страны и доступность к ней потребителей электроэнергии;

2) основных сетей объединенных энергосистем (ОЭС);

3) региональных распределительных сетей и сетей с распределенной генерацией.

Базовый принцип развития Единой энергетической системы России предусматривает, что ОЭС и мощные региональные энергосистемы на всем рассматриваемом периоде строятся, в основном, как сбалансированные, с обменом электроэнергией между ними для целей реализации преимуществ совместной работы региональных энергосистем и обеспечения устойчивого и надежного энергоснабжения экономики страны и населения.

Развитие основной электрической сети должно быть направлено на:

- обеспечение выполнения системообразующих функций, реализацию межсистемных эффектов и системной надежности;
- энергетическую поддержку крупных инфраструктурных проектов развития газоснабжения, нефтеснабжения, железнодорожной и автомобильной сетей;
- обеспечение электроэнергетической инфраструктурой территорий, перспективных для освоения и развития промышленности и сельскохозяйственного производства;
- обеспечение надежной выдачи мощности крупных электростанций;
- обеспечение надежности питания мегаполисов, крупных городов и узлов нагрузки;
- повышение адаптивности сети к факторам неопределенности развития генерирующих мощностей и нагрузок.

На рассматриваемую перспективу предусмотрена унификация классов напряжений. Высшим классом напряжения в Единой энергосистеме России будет 750–1150 кВ для сетей переменного тока и 1500 кВ – для передач постоянного тока (использование высшего

класса напряжения для передачи постоянного или переменного тока в ЕЭС России будет определяться только по результатам сравнительного технико-экономического анализа).

Усиление основной электрической сети переменного тока в Единой энергосистеме России будет выполняться на напряжениях 220 (330)–500 (750) кВ.

Развитие сетей напряжением 750 кВ должно продолжаться в европейской части Единой энергосистемы России в целях усиления межсистемных связей между ОЭС Северо-Запада и Центра, повышения надежности выдачи мощности АЭС, находящихся в этой зоне, а также для возможного усиления связей с Беларусью и Украиной.

Линии электропередачи напряжением 500 кВ должны быть использованы для усиления основной сети в ОЭС Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Востока, а также для развития межсистемных связей между этими ОЭС.

Сеть напряжением 330 кВ продолжит выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций в западной части ОЭС Центра, в ОЭС Северо-Запада и Юга, в Калининградской энергосистеме и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций. По мере развития сети 750 кВ сеть 330 кВ будет все больше играть роль распределительной сети.

Основные тенденции развития сетей напряжением 220 кВ состоят в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. В изолированных энергосистемах Дальнего Востока, а также в энергосистемах Архангельской области и Республики Коми сети 220 кВ продолжают выполнять системообразующие функции. Сети этого класса напряжения будут использоваться для объединения автономно работающих энергорайонов Республики Саха (Якутия) и присоединения формирующейся энергосистемы Якутии к ОЭС Сибири.

Развитие распределительных сетей будет направлено на обеспечение требуемых уровней надежности и качества электроснабжения потребителей, выдачи мощности электростанций, интеграции источников распределенной генерации и надежного питания узлов нагрузки.

Для повышения управляемости и обеспечения гарантированной надежности функционирования электроэнергетических систем будут широко внедряться гибкие (управляемые) системы передачи электроэнергии, а также совершенствоваться комплексы релейной защиты и противоаварийной автоматики и диспетчерского управления.

Будут созданы межсистемные линии электропередачи переменного и постоянного тока для передачи электрической энергии и мощности из энергоизбыточных в энергодефицитные регионы в объемах, не превышающих требований надежности работы ЕЭС. В перспективе целесообразно рассмотреть проблему объединения ОЭС Дальнего Востока,

Сибири и Урала с помощью межсистемных связей (линий электропередачи сверхвысокого напряжения) для интеграции ЕЭС с целью рационального использования всех природных энергетических ресурсов и инфраструктурного обеспечения развития восточных районов страны.

В сфере развития электросетевого комплекса предполагается обеспечить:

- оптимизацию конфигурации и повышение пропускной способности и адаптивности системообразующих и распределительных электрических сетей и их интеллектуализацию, позволяющих осуществлять эффективное функционирование Единой энергетической системы России и систем распределенной генерации электроэнергии с высокими показателями надежности их работы;
- снижение износа электрических сетей до среднего уровня развитых стран мира, в том числе за счет качественного обновления оборудования электрических подстанций;
- снижение потерь в электрических сетях и повышение эффективности передачи и распределения электроэнергии, в том числе за счет широкого внедрения проводов с сердечником из композиционных материалов, позволяющих увеличить токонесущую способность и увеличить продолжительность срока их службы, а также создания систем автоматизированного учета и регулирования в электрических сетях.

Внутренние цены на электроэнергию будут расти немного быстрее темпа инфляции (+0,5-1%).

При этом предусматривается, что доля стоимости производства электроэнергии в ее среднеотпускной цене для конечных потребителей будет уже на начальных этапах реализации Стратегии доведена до диапазона значений, являющегося рациональным в соответствии с существующим международным опытом. Учитывая, что в последние годы в России произошел резкий рост цен на электроэнергию и сохранение этой тенденции делает экономику страны неконкурентоспособной, уже в начале реализации Стратегии необходимо ограничить рост цен, разработать и осуществить мероприятия по обеспечению оптимального развития и функционирования электроэнергетических систем, снижению потерь и широкому внедрению эффективных технологий. Необходимо сдерживать тарифы на передачу электрической энергии.

Централизованное теплоснабжение

Перспективная структура, а также объемы производства и потребления тепловой энергии на рассматриваемый период максимально ориентированы на полное обеспечение потребностей социальной сферы и экономики России. Они учитывают уже начавшуюся деурбанизацию городских поселений, включая вынос за пределы городской застройки промышленного производства и активное развитие индивидуального и малоэтажного

строительства, доля которого ожидается на уровне 40–45 % всего вводимого в эксплуатацию жилого фонда. Малоэтажная застройка, будет способствовать широкому использованию распределенных источников теплоснабжения, высокоэффективных индивидуальных теплогенераторов, а многоэтажная застройка и промышленные предприятия – обеспечиваться преимущественно централизованными (частично децентрализованными) источниками, в том числе установками распределенной когенерации. Рост теплопотребления к 2035 году составит в консервативном сценарии всего 2 %, а в целевом – 6 %. Основной прирост производства тепла в системах централизованного теплоснабжения обеспечат тепловые электростанции, доля которых в централизованном теплоснабжении в 2015-2035 годах вырастет с 45,3 % до 49–50 % к 2035 году. Кроме того, увеличится использование теплоутилизационных установок и особенно возобновляемых источников тепла на базе геотермальной, солнечной энергии и биомассы. В результате доля котельных в производстве тепла в системах централизованного теплоснабжения уменьшится с 48 % до 42–43 % к 2035 году. Доля децентрализованного теплоснабжения, несмотря на абсолютный рост, сохранится примерно на существующем уровне.

Вклад атомных источников (АТЭЦ, АСТ) в централизованном отпуске тепла к 2035 году возрастет в 1,5–2 раза – с 4 млн Гкал до 7–9 млн Гкал. В теплоснабжении найдут применение также АЭС малой мощности в изолированных районах, в том числе за Полярным кругом.

Потребность в топливе на производство тепловой энергии увеличится за период незначительно, что связано с заметным повышением эффективности его использования. Основным топливом будет оставаться газ, его доля в расходе топлива котельными к 2035 году увеличится с 74-75 до 76-77%.

Предусматривается поэтапное уточнение направлений развития теплоснабжения России и ее регионов в увязке с целевыми социально-экономическими ориентирами.

Для решения задач сектора преобразования энергии будут использованы следующие меры:

1) Изменение модели рынка тепла 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 мето-

дам гарантирования доходности инвестиций совместно с развитием практики двусторонних долгосрочных договоров и биржевых инструментов хеджирования рисков;

- разработка нового механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику с целью упорядочивания инвестиционного процесса в 2016-2020 годах и последующие годы (после реализации уже заключенных ДПМ в 2012-2015 годах);

- усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг путём 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 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 теплоснабжения и стимулы для развития эффективных технологий, особенно когенерации;

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

2) Принятие долгосрочных и неизменных тарифных решений в электро- и теплоэнергетике, направленных на обеспечение отрасли необходимыми финансовыми ресурсами с учетом ликвидации перекрестного субсидирования, в том числе:

- обеспечение внедрения методик ФСТ России для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям и публикации параметров, используемых при расчете котловых тарифов;

- финансирование мер по ликвидации межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике с привлечением средств федерального бюджета, в том числе в Чукотском автономном округе до вывода Билибинской АЭС из эксплуатации;

- 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;

3) Принятие комплекса мер по обеспечению вывода из эксплуатации и модернизации физически и морально устаревшего оборудования, в том числе: ограничение использования устаревшего оборудования, не отвечающего современным технологическим и экологическим стандартам.

4) Государственная поддержка освоения технологий «чистого угля»; освоение экологически чистых угольных конденсационных энергоблоков.

5) Предотвращение загрязнения водных объектов и сохранение биологических ресурсов при эксплуатации ГЭС.

На первом этапе реализации Стратегии планируется осуществить работы по развитию и обновлению основных фондов в электроэнергетике, замена которых жизненно необходима для успешного долгосрочного функционирования отрасли. В условиях замедления темпов прироста спроса и нарастания физического износа оборудования приоритетным направлением на первом этапе реализации Стратегии будет глубокая модернизация тепловых электростанций, работающих по паросиловому циклу. В электроэнергетике продолжится внедрение парогазовых установок, в том числе и с переводом на парогазовый цикл значительной части выводимых из эксплуатации старых мощностей. Начнется освоение когенерационных источников теплоснабжения с использованием газовых турбин средней и малой мощности и котлов-утилизаторов для выработки электрической и тепловой энергии. Вместе с тем, темпы и масштабы внедрения прогрессивных технологий, в том числе парогазовых и газотурбинных блоков, будут определяться, как инвестиционными ограничениями в отрасли, так и возможностями смежных отраслей российского энергомашиностроения по разработке и освоению новых типов оборудования для электростанций и наращиванию масштабов их производства.

Будет проводиться в жизнь государственная программа строительства атомных электростанций и гидроэлектростанций, в том числе на условиях частно-государственного партнерства. В гидроэнергетике начнется освоение крупных высокоэффективных гидроагрегатов с переменной скоростью вращения; разработка и изготовление комплекса высокоэффективного оборудования для обратимых гидроагрегатов ГАЭС с переменной скоростью вращения, позволяющих повысить КПД и снизить удельную стоимость сооружения электростанций. На атомных электростанциях будут устанавливаться реакторы повышенного уровня безопасности.

В развитии электросетевого комплекса приоритетными направлениями будут:

- внедрение системы сбора данных о надежности и качестве электроснабжения, разработка и внедрение оценки показателей надежности и качества электроснабжения на основе международных стандартов – SAIDI и SAIFI;
- повышение уровня обслуживания потребителей, в том числе реализация комплекса мер по упрощению процедуры технологического присоединения к электрическим сетям и сокращению числа этапов присоединения до 5 к 2018 году;

- разработка мер по повышению загруженности электросетевых мощностей; оптимизация конфигурации и повышение надежности системообразующих и распределительных электрических сетей; оптимизация проектных решений и снижение удельных инвестиций;
- улучшение системы тарифного регулирования в электросетевом комплексе; существенное сокращение количества территориально-сетевых организаций; снижение объема перекрестного субсидирования; реконструкция электрических сетей на основе новых электросетевых технологий и современного оборудования;
- разработка и внедрение системы управления производственными активами; разработка и внедрение бенчмаркинга деятельности электросетевых компаний;
- реализация Программы развития систем коммерческого учета электроэнергии на основе интеллектуальных приборов учета по электросетевым организациям.

Будет осуществляться модернизация конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике, совершенствование конкурентных механизмов долгосрочной оптимизации баланса мощности, отбора и оплаты проектов в генерации, сетях и у потребителей по методам гарантирования доходности инвестиций.

Будут созданы основы целостной системы оптимального развития и функционирования электроэнергетики и нормативно-правовая основа для стабильного привлечения частных инвестиций в развитие всех видов генерации. Будет разработан новый механизм привлечения инвестиций в электроэнергетику с целью упорядочивания инвестиционного процесса в 2016–2020 годах и последующие годы (после реализации уже заключенных ДПМ в 2011–2015 годах). Будут формироваться единые требования к прозрачности и структуре формирования инвестиционных программ компаний в электроэнергетике.

Будут созданы условия для заключения двусторонних договоров по свободным (нерегулируемым ценам) между новыми объектами генерации и потребления в неценовых зонах и изолированных территориях. Предусматривается совершенствование существующей модели ценообразования. Будет обеспечено применение на рынках электрической энергии (мощности) и тепловой энергии механизмов ценообразования, обеспечивающих участникам рынка потенциальный уровень доходности не ниже, чем в других секторах экономики с сопоставимым уровнем рисков. Продолжится экономическое стимулирование потребителей к обеспечению более равномерного по часам суток использования электрической энергии. Будут приниматься меры по усилению роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг, по стимулированию потребителей к развитию локальных и интегрируемых в ЕЭС распределенных источников энергоснабжения. Будет осуществляться финансирование мер по ликвидации межтерриториального

перекрестного субсидирования в электроэнергетике с привлечением средств федерального бюджета, в том числе в Чукотском автономном округе до вывода Билибинской АЭС из эксплуатации.

В области централизованного теплоснабжения на данном этапе будет обеспечено повышение качества поставок тепла потребителям в результате оптимизации функционирования систем теплоснабжения (переключения тепловых нагрузок с неэффективных котельных на источники когенерации, повышения КИУМ источников, достижения оптимального соотношения централизованного и децентрализованного теплоснабжения, соотношения комбинированной и раздельной схем энергоснабжения, повышения надежности, безопасности, энергетической и экономической эффективности производства, транспортировки и потребления тепла), за счет модернизации основных производственных фондов – теплоисточников и тепловых сетей, а также обеспечения потребителей системами учета и регулирования. Теплоснабжение Республики Крым и Севастополя будет органично включено в состав теплового хозяйства России. В Крымском федеральном округе будет сформирована оптимальная структура производства тепловой энергии путем вовлечения в нее теплоисточников на базе местных и возобновляемых ресурсов и сокращения доли природного газа.

На данном этапе будет осуществлена разработка и начнется последовательная реализация комплекса первоочередных мер по коренному усовершенствованию теплоснабжения, предусматривающих в том числе:

- разработку и утверждение схем теплоснабжения, экстренную замену ветхих и предельно изношенных тепловых сетей, теплогенерирующего и вспомогательного оборудования, совершенствование законодательной и нормативной базы, включая нормы технического регулирования, организацию разработки серийного производства и внедрения новой техники в особенности для систем распределенной когенерации и теплопроводов заводской готовности;
- формирование целевой модели рынка тепловой энергии с выводом на него теплоисточников, тепловых сетей на базе единых теплоснабжающих организаций и перехода к свободному ценообразованию на тепловую энергию не выше предельного уровня цены на тепловую энергию с применением метода «альтернативной котельной»;
- активное вовлечение нетрадиционных и возобновляемых источников в сферу теплоснабжения;
- создание условий для привлечения частных инвестиций в теплоснабжение;

- формирование обязательных технических требований к производимому и применяемому в указанной сфере оборудованию, а также к повышению энергоэффективности зданий;
- рациональное применение механизмов государственной поддержки, в том числе в рамках частно-государственного партнерства.

На данном этапе будет обеспечено:

В электроэнергетике:

- увеличение доли нетопливных источников энергии в структуре производства электроэнергии с 33,7 до 35,5% в обоих сценариях;
- поддержание доли угля в структуре топливообеспечения на уровне 27 %;
- увеличение вероятности бездефицитной работы энергосистем России с 0,9960 до 0,9991 и более;
- поддержание коэффициента полезного действия угольных электростанций на уровне 34 %;
- увеличение коэффициента полезного действия газовых электростанций с 38 до 41 % и более;
- поддержание коэффициента полезного действия атомных электростанций на уровне 32 % и более;
- снижение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии от тепловых электростанций с 328 до 321-322 г у. т./кВт-ч и менее;
- снижение потерь с 10,8 до 10 % и менее от отпуска электроэнергии в электрические сети.

В централизованном теплоснабжении:

- снижение частоты отключений теплоснабжения ($1/(\text{км} \cdot \text{год})$) с 0,23 до 0,15–0,18;
- увеличение обновления тепловых сетей с 2,8 до 20–25% и более от их протяженности;
- увеличение доли систем, оснащенных приборами учета тепловой энергии, с 30 до 90 % и более;
- увеличение коэффициента полезного использования топлива на теплоэлектроцентралях на 15 % и более от уровня 2014 года;
- снижение среднего удельного расхода топлива в котельных на 2 % и более;
- снижение уровня тепловых потерь с 16,2% до 16 % и менее от общего производства тепла.

На втором этапе реализации Стратегии будет продолжено масштабное обновление основных производственных фондов и развитие новой электроэнергетической инфраструктуры, в том числе на базе технологий интеллектуальной энергетики.

В тепловой генерации продолжится промышленное освоение новых парогазовых установок с высокими значениями коэффициента полезного действия, получит развитие распределенная генерация в виде нетрадиционных энергоустановок, ГТУ разной мощности и сочетания ГТУ и котлов-утилизаторов. Начнется промышленное освоение угольных энергоблоков нового технологического поколения, в том числе экологически чистых угольных конденсационных энергоблоков. Получат развитие технологии газификации угля, технологии сжигания углей в кипящем слое, а также технологии энерготехнологического использования твердых топлив, что даст возможность получать кроме электроэнергии искусственное жидкое топливо, калорийный газ и твердый остаток в виде полукокса и золы.

Увеличатся масштабы развития технологий нетопливной энергетики, включая освоение головных образцов реакторов на быстрых нейтронах, освоение возобновляемых источников энергии, прежде всего, в зоне децентрализованного энергоснабжения и для удаленных потребителей энергосистем, получит развитие строительство крупных гидроэлектростанций на востоке страны. Будет осуществлен комплекс мер по предотвращению загрязнения водных объектов и сохранению биологических ресурсов при эксплуатации ГЭС.

Начнется освоение прогрессивных проводов с сердечником из композиционных материалов, высокотемпературных сверхпроводниковых (ВТСП) материалов и устройств на их основе: кабелей, трансформаторов, ограничителей токов короткого замыкания, синхронных компенсаторов, двигателей и генераторов, что даст возможность сделать электрическую сеть более гибкой, надежной и эффективной. Будут внедряться автоматизированные подстанции, микропроцессорные устройства защиты, многоуровневые автоматизированные системы учета электроэнергии. Технологические инновации в генерирующих и сетевых технологиях, системах управления и коммуникации сделают возможным переход от пилотных проектов локальных интеллектуальных энергосистем к их массовому тиражированию в российской электроэнергетике.

За счет инновационного обновления отрасли будут существенно улучшены показатели ее энергетической, экономической и экологической эффективности.

Продолжится модернизация конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике, усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг. Предусматривается активное развитие распределенной

генерации. Будет ликвидировано перекрестное субсидирование между регионами и отдельными группами потребителей и осуществлен переход к долгосрочному ценообразованию на электроэнергию.

В области централизованного теплоснабжения на данном этапе будет продолжено выполнение мероприятий, начатых на первом этапе, осуществлена масштабная реконструкция и техническое переоснащение основных фондов, включая экономически оправданную замену тепловых сетей и сетевого оборудования централизованного теплоснабжения. К концу периода достигнутые показатели энергетической, экономической и экологической эффективности теплоснабжения будут обеспечивать высокий уровень теплового комфорта населения, учреждений сферы услуг и производственных помещений, соответствующий уровню стран с аналогичными природно-климатическими условиями (Канада, страны Скандинавии).

Значительно повысится технологический уровень систем децентрализованного (индивидуального) теплоснабжения, в том числе с использованием возобновляемых источников тепла. Будет проведена реконструкция котельных и малых паротурбинных ТЭЦ в малые газотурбинные ТЭЦ, а также в малые ПГУ-ТЭЦ, усовершенствованные паротурбинные ТЭЦ и малые ТЭЦ с газопоршневыми двигателями. Будет обеспечено повышение маневренности ТЭЦ на базе парогазовых установок с впрыском пара. Будет происходить формирование интегрированных энергокомплексов, включающих разные типы источников (в том числе, использующих ВИЭ), обеспечивающих тепло-, электро-, холодо- и топливоснабжение.

Начнется реконструкция и новое строительство зданий с применением теплоустойчивых конструкций, массовое внедрение тепловой автоматики. Дальнейшее развитие получат процессы повышения энергоэффективности теплоснабжения и внедрения инновационных высокоэффективных автоматизированных технологических схем его организации, преобладающего применения когенерации как в централизованных системах, так и в системах распределенной генерации энергии.

Будет реализована целевая модель рынка тепловой энергии и упорядочены взаимоотношения между его участниками. Будет осуществляться переход к индикативному планированию развития теплоснабжения с разработкой соответствующих государственных стандартов. Будет создана эффективная многоуровневая (теплоснабжающая организация – населенный пункт – регион – страна) система мониторинга в сфере теплоснабжения, включая статистическую отчетность, с обеспечением принципов прозрачности и доступности. Будет ликвидировано перекрестное субсидирование между регионами и отдельными

ми группами потребителей и осуществлен переход к долгосрочному ценообразованию на тепло.

На данном этапе будет обеспечено:

В электроэнергетике:

- увеличение доли нетопливных источников энергии в структуре производства электроэнергии с 35,5 до 36,2% в консервативном и 38,7 % - в целевом сценариях;
- увеличение доли угля в структуре топливообеспечения с 27 до 29–31 %;
- увеличение вероятности бездефицитной работы энергосистем России с 0,9991 до 0,9997 и более;
- увеличение коэффициента полезного действия угольных электростанций с 34 до 37 % и более;
- увеличение коэффициента полезного действия газовых электростанций с 41 до 45 % и более;
- увеличение коэффициента полезного действия атомных электростанций с 32 до 36 % и более;
- снижение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии от тепловых электростанций с 321 до 295 г у. т./кВт-ч и менее в консервативном сценарии и с 322 до 287 г у.т./кВт-ч и менее – в целевом сценарии;
- снижение потерь в электрических сетях с 10 до 8 % и менее от отпуска электроэнергии в сеть.

В централизованном теплоснабжении:

- снижение частоты отключений теплоснабжения (1/(км·год)) с 0,15-0,18 до 0,10 и менее;
- увеличение обновления тепловых сетей с 20-25% до 90 % и более от общей протяженности сетей;
- увеличение доли систем, оснащенных приборами учета тепловой энергии, с 90 до 100 %;
- увеличение коэффициента полезного использования топлива на теплоэлектроцентралях на 50 % и более от уровня 2012 года;
- снижение среднего удельного расхода топлива в котельных на 10 %;
- снижение уровня тепловых потерь с 16 до 10 % и менее от общего производства тепла.

В таблице Л.1 представлены индикаторы стратегического развития электроэнергетики, в таблице Л.2 – параметры перспективного развития электроэнергетики в период до 2035 года, в таблице Л.3 - прогноз потребности в капитальных вложениях для развития электроэнергетики, в таблице Л.4 - индикаторы стратегического развития теплоснабжения, в таблице Л.5 - параметры перспективного развития централизованного теплоснабжения в период до 2035 года, в таблице Л.6 – прогноз потребности в капитальных вложениях для развития централизованного теплоснабжения.

Таблица Л.1 – Индикаторы стратегического развития электроэнергетики

Индикаторы/направления	2014 год (факт)	2020 год	2025 год	2035 год
<i>Производство электроэнергии</i>				
Доля нетопливных источников энергии в структуре производства электроэнергии, %	33,7	<u>35,6</u> 35,7	<u>34,9</u> 35,3	<u>38,7</u> 36,2
<i>Топливообеспечение тепловых электростанций</i>				
Доля угля в структуре топливообеспечения, %	26,2	<u>26,6</u> 26,7	<u>27,4</u> 26,9	<u>30,5</u> 28,8
<i>Энергетическая безопасность и надежность электроснабжения</i>				
Вероятность бездефицитной работы энергосистем России	0,9960	не менее 0,9991	не менее 0,9994	не менее 0,9997
<i>Эффективность электроэнергетики</i>				
Коэффициент полезного действия угольных электростанций, %	34	не менее 34	не менее 35	не менее 37
Коэффициент полезного действия газовых электростанций, %	38	не менее 41	не менее 42	не менее 45
Коэффициент полезного действия атомных электростанций, %	32	не менее 32	не менее 34	не менее 36
Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии от тепловых электростанций, г у. т./кВт·ч	328	<u>323</u> 322	<u>317</u> 318	<u>287</u> 295
Потери в электрических сетях (% отпуска электроэнергии в сеть)	10,8	не более 10	не более 9	не более 8

Таблица Л.2 – Развитие электроэнергетики России в период до 2035 года

	годы														
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	
Установленная мощность, млн кВт	230,1	233,1	239,3	242,7	250	255	256	259	260	262	264	271	285	312	
						255	256	259	260	262	264	265	269	282	
в том числе:															
- ГЭС	47,6	47,6	48,7	49,7	50,8	51,3	52,5	53,0	53,3	53,3	53,3	54,3	57,4	60,8	
						51,3	52,7	53,3	53,3	53,3	53,4	54,2	54,9	57,2	
- АЭС	24,3	24,3	25,3	25,3	26,4	26,4	27,3	28,0	28,8	30,0	31,1	31,4	36,1	45,7	
						26,4	27,3	28,0	28,8	30,0	31,1	31,3	32,4	36,9	
- КЭС	72,9	74,2	77,1	78,5	81,4	84,4	83,1	83,7	83,1	83,3	83,9	83,7	84,0	90,7	
						84,4	82,6	83,5	83,1	83,1	83,8	82,9	82,7	84,3	
- ТЭС	84,8	86,5	87,7	88,8	90,5	92,3	92,1	92,8	93,9	93,9	93,9	97,7	100,9	105,2	
						92,3	92,3	92,8	93,9	93,9	93,9	93,7	94,8	98,0	
- НВИЭ	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,8	1,1	1,3	1,4	1,6	4,2	6,3	9,3	
						0,5	0,8	1,1	1,2	1,4	1,5	2,7	3,9	5,9	
в %% - ГЭС	20,7	20,4	20,4	20,5	20,3	20,1	20,5	20,5	20,5	20,4	20,2	20,0	20,1	19,5	
						20,1	20,6	20,6	20,5	20,4	20,2	20,5	20,4	20,3	
- АЭС	10,6	10,4	10,6	10,4	10,5	10,3	10,6	10,8	11,1	11,5	11,8	11,6	12,7	14,6	
						10,3	10,7	10,8	11,1	11,4	11,8	11,8	12,1	13,1	
- ТЭС	68,5	69,0	68,9	68,9	68,7	69,2	68,4	68,2	68,1	67,7	67,4	66,8	64,9	62,8	
						69,2	68,3	68,1	68,1	67,5	67,3	66,7	66,0	64,6	
- НВИЭ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	1,5	2,2	3,0	
						0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	1,0	1,5	2,1	
Потребление электроэнергии, млрд кВт-ч	1021	1041	1063	1055	1062	1063	1070	1079	1084	1097	1111	1197	1310	1440	
						1063	1070	1079	1084	1097	1109	1181	1255	1320	
то же, %% к 2014 году	96	98	100,1	99,3	100	100	101	102	102	103	105	113	123	136	
						100	101	102	102	103	104	111	118	124	
Нетто-экспорт электроэнергии, млрд. кВт-ч	17	14	6	4	0	0	0	0	8	12	18	35	47	74	
						0	0	0	8	12	18	23	28	32	

Продолжение таблицы Л.2

Производство электроэнергии, млрд. кВт.ч	1038	1055	1069	1059	1062	1063	1070	1079	1092	1109	1129	1232	1357	1514
то же, % к 2014 году	98	99	101	100	100	<u>100</u> 100	<u>101</u> 101	<u>102</u> 102	<u>103</u> 103	<u>104</u> 104	<u>106</u> 106	<u>116</u> 113	<u>128</u> 121	<u>143</u> 127
в том числе:														
- ГЭС	169	165	165	183	175	<u>179</u> 179	<u>197</u> 197	<u>198</u> 199	<u>200</u> 200	<u>200</u> 200	<u>200</u> 200	<u>206</u> 205	<u>219</u> 208	<u>234</u> 215
- АЭС	170	173	178	173	181	<u>184</u> 184	<u>195</u> 195	<u>196</u> 196	<u>196</u> 196	<u>197</u> 197	<u>197</u> 197	<u>213</u> 213	<u>254</u> 228	<u>323</u> 256
- КЭС	322	330	333	321	325	<u>328</u> 328	<u>312</u> 310	<u>321</u> 321	<u>323</u> 323	<u>339</u> 338	<u>356</u> 354	<u>410</u> 402	<u>454</u> 447	<u>496</u> 459
- ТЭЦ	375	385	392	378	379	<u>370</u> 370	<u>365</u> 365	<u>361</u> 361	<u>369</u> 369	<u>369</u> 369	<u>371</u> 371	<u>392</u> 377	<u>411</u> 388	<u>432</u> 404
- НВИЭ	2	2	2	2	2	<u>2</u> 2	<u>3</u> 3	<u>3</u> 3	<u>4</u> 4	<u>4</u> 4	<u>5</u> 5	<u>11</u> 8	<u>19</u> 12	<u>29</u> 18
в % - ГЭС	16,3	15,7	15,5	17,2	16,5	<u>16,9</u> 16,9	<u>18,4</u> 18,4	<u>18,3</u> 18,4	<u>18,3</u> 18,3	<u>18,1</u> 18,1	<u>17,7</u> 17,8	<u>16,7</u> 17,0	<u>16,1</u> 16,2	<u>15,4</u> 15,9
- АЭС	16,4	16,4	16,6	16,3	17,0	<u>17,3</u> 17,3	<u>18,2</u> 18,2	<u>18,1</u> 18,1	<u>18,0</u> 18,0	<u>17,7</u> 17,8	<u>17,4</u> 17,5	<u>17,3</u> 17,6	<u>18,7</u> 17,7	<u>21,4</u> 18,9
- КЭС	31,0	31,3	31,1	30,6	30,6	<u>30,9</u> 30,9	<u>29,1</u> 29,0	<u>29,8</u> 29,7	<u>29,6</u> 29,6	<u>30,5</u> 30,5	<u>31,5</u> 31,4	<u>33,3</u> 33,4	<u>33,5</u> 34,8	<u>32,8</u> 34,0
- ТЭЦ	36,1	36,5	36,6	35,7	35,7	<u>34,8</u> 34,8	<u>34,1</u> 34,1	<u>33,5</u> 33,5	<u>33,8</u> 33,8	<u>33,3</u> 33,3	<u>32,9</u> 32,9	<u>31,9</u> 31,3	<u>30,3</u> 30,2	<u>28,5</u> 29,9
- НВИЭ	0,17	0,17	0,17	0,18	0,2	<u>0,2</u> 0,2	<u>0,3</u> 0,3	<u>0,3</u> 0,3	<u>0,3</u> 0,3	<u>0,4</u> 0,4	<u>0,4</u> 0,4	<u>0,9</u> 0,7	<u>1,4</u> 1,0	<u>1,9</u> 1,3
Отпуск тепла, млн. Гкал	621	612	614	591	593	592	593	592	593	594	597	634	664	700
в том числе:						592	593	592	593	594	597	608	627	653
- ТЭС	618	608	610	587	589	<u>588</u> 588	<u>589</u> 589	<u>588</u> 588	<u>589</u> 589	<u>590</u> 590	<u>593</u> 593	<u>629</u> 603	<u>657</u> 621	<u>691</u> 646
- АТЭЦ, АСТ	3	3	4	4	4	<u>4</u> 4	<u>4</u> 4	<u>4</u> 4	<u>4</u> 4	<u>4</u> 4	<u>4</u> 4	<u>5</u> 5	<u>7</u> 6	<u>9</u> 7

Продолжение таблицы Л.2

Расход первичной энергии, млн т у.т.	424	424	428	418	416	416	417	419	422	427	434	465	490	516
						416	416	419	422	427	433	454	471	476
то же, %% к 2014 году	102	102	102,9	100,4	100	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>101</u>	<u>101</u>	<u>103</u>	<u>104</u>	<u>112</u>	<u>118</u>	<u>124</u>
						100	100	101	101	103	104	109	113	114
в том числе:														
расход органического топлива - всего	308	310	313	298	298	<u>296</u>	<u>289</u>	<u>290</u>	<u>292</u>	<u>297</u>	<u>304</u>	<u>328</u>	<u>340</u>	<u>346</u>
						296	287	289	293	297	303	318	332	331
то же, %% к 2014 году	103	104	105,0	100,1	100	<u>99</u>	<u>97</u>	<u>97</u>	<u>98</u>	<u>100</u>	<u>102</u>	<u>110</u>	<u>114</u>	<u>116</u>
						99	96	97	98	100	102	107	111	111
- газ	211	216	219	214	215	<u>212</u>	<u>210</u>	<u>211</u>	<u>211</u>	<u>213</u>	<u>216</u>	<u>231</u>	<u>237</u>	<u>237</u>
						212	208	209	211	213	216	226	232	230
- мазут	5	3	3	1	1	<u>1</u>								
						1	1	1	1	1	1	1	1	1
- твердое	87	85	87	78	78	<u>78</u>	<u>73</u>	<u>74</u>	<u>75</u>	<u>78</u>	<u>81</u>	<u>90</u>	<u>98</u>	<u>106</u>
						78	73	74	75	78	81	86	93	95
то же, в % расхода органического топлива														
- газ	68,5	69,9	70,0	71,7	72,1	<u>71,6</u>	<u>72,7</u>	<u>72,6</u>	<u>72,1</u>	<u>71,7</u>	<u>71,2</u>	<u>70,5</u>	<u>69,7</u>	<u>68,6</u>
						71,8	72,6	72,3	72,1	71,6	71,2	71,0	70,0	69,5
- мазут	1,5	1,1	0,8	0,4	0,4	<u>0,5</u>	<u>0,4</u>							
						0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
- твердое	28,4	27,6	27,8	26,3	26,2	<u>26,4</u>	<u>25,3</u>	<u>25,4</u>	<u>25,7</u>	<u>26,1</u>	<u>26,6</u>	<u>27,4</u>	<u>28,7</u>	<u>30,5</u>
						26,3	25,3	25,7	25,7	26,2	26,7	26,9	28,1	28,8
то же, в % расхода первичной энергии														
- газ	49,7	51,1	51,1	51,2	51,6	<u>50,9</u>	<u>50,3</u>	<u>50,3</u>	<u>50,0</u>	<u>49,9</u>	<u>49,8</u>	<u>49,7</u>	<u>48,3</u>	<u>46,0</u>
						51,1	50,1	50,0	50,0	49,8	49,8	49,7	49,2	48,3
- мазут	1,1	0,8	0,6	0,3	0,3	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,2</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>
						0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
- твердое	20,6	20,2	20,3	18,7	18,8	<u>18,8</u>	<u>17,5</u>	<u>17,6</u>	<u>17,8</u>	<u>18,1</u>	<u>18,6</u>	<u>19,3</u>	<u>19,9</u>	<u>20,5</u>
						18,7	17,4	17,7	17,8	18,2	18,7	18,8	19,7	20,0

Таблица Л.3 – Прогноз потребности в капитальных вложениях для развития электроэнергетики на период до 2035 года (млрд долл. США, в ценах 2013 года)

	ГОДЫ																
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011- 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2016- 2020	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2016- 2035
Всего	21,1	29	24	26	20	<u>17</u>	<u>115</u>	<u>15</u>	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>13</u>	<u>70</u>	<u>99</u>	<u>144</u>	<u>180</u>	<u>493</u>
						17	115	14	13	13	13	12	66	63	88	117	333
ГЭС и НВИЭ	4,4	3	3	2	2	<u>2</u>	<u>11,9</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>8,2</u>	<u>12,0</u>	<u>15,1</u>	<u>17,5</u>	<u>53</u>
						2	11,9	2	2	2	2	2	7,9	5,3	7,1	11,6	32
ТЭС	7,7	9	8	10	6	<u>5</u>	<u>37,6</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>15,8</u>	<u>33,3</u>	<u>47,6</u>	<u>63,4</u>	<u>160</u>
						5	37,6	3	3	3	3	2	13,1	20,2	32,0	43,3	109
АЭС	3,3	7	4	5	5	<u>4</u>	<u>25,4</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>22,5</u>	<u>25,2</u>	<u>40,0</u>	<u>48,0</u>	<u>136</u>
						4	25,4	5	5	4	4	4	22,4	19,3	23,7	28,4	94
Сети	5,7	11	9	9	6	<u>5</u>	<u>40,4</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>4</u>	<u>23,2</u>	<u>28,2</u>	<u>41,1</u>	<u>51,5</u>	<u>144</u>
						5	40,4	5	5	4	4	4	22,2	17,9	25,1	33,3	99

Таблица Л.4 – Индикаторы стратегического развития теплоснабжения

Индикаторы/направления	2014 год (факт)	2020 год	2025 год	2035 год
<i>Энергетическая безопасность и надежность теплоснабжения</i>				
Частота отключений теплоснабжения, 1/(км·год)	0,23	не более 0,20	не более 0,15	не более 0,10
Частота нарушений теплоснабжения по вине источников, 1/(источник·год)	0,10	не более 0,05	не более 0,03	не более 0,01
Обновление тепловых сетей (% в общей протяженности сетей)	2,8	не менее 10	не менее 25	не менее 90
<i>Инновационное развитие теплоснабжения</i>				
Доля систем, оснащенных приборами учета тепловой энергии (%)	30	не менее 80	не менее 90	100
<i>Эффективность теплоснабжения</i>				
Коэффициент полезного использования тепла топлива на теплоэлектроцентралях (в % к 2014 году)	-	не менее 15	не менее 28	не менее 50
Средний удельный расход топлива в котельных (в % к 2014 году)	100	не более 100	не более 98	не более 90
Уровень тепловых потерь (% общего производства тепла)	16,2	не более 16	не более 14	не более 10

Таблица Л.5 – Развитие централизованного теплоснабжения в период до 2035 года

	годы													
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Централизованный отпуск тепла, млн. Гкал	1340	1315	1304	1304	1300	<u>1285</u>	<u>1275</u>	<u>1267</u>	<u>1267</u>	<u>1268</u>	<u>1270</u>	<u>1310</u>	<u>1345</u>	<u>1380</u>
то же, %% к 2014 году	103	101	100,3	100,3	100	<u>99</u>	<u>98</u>	<u>97</u>	<u>97</u>	<u>98</u>	<u>98</u>	<u>101</u>	<u>103</u>	<u>106</u>
в том числе:						99	98	97	97	98	98	99	100	102
- тепловые электростанции	618	608	610	587	589	<u>588</u>	<u>589</u>	<u>588</u>	<u>589</u>	<u>590</u>	<u>593</u>	<u>629</u>	<u>657</u>	<u>691</u>
доля в централиз. отпуске тепла, %	46,1	46,3	46,8	45,0	45,3	<u>45,8</u>	<u>46,2</u>	<u>46,4</u>	<u>46,5</u>	<u>46,5</u>	<u>46,7</u>	<u>48,0</u>	<u>48,8</u>	<u>50,1</u>
- АТЭЦ и АСТ	3	3	4	4	4	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>7</u>	<u>9</u>
доля в централиз. отпуске тепла, %	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,4</u>	<u>0,5</u>	<u>0,6</u>
- вторичные энергоресурсы	82	83	84	75	75	<u>75</u>	<u>77</u>	<u>80</u>	<u>83</u>	<u>85</u>	<u>88</u>	<u>92</u>	<u>98</u>	<u>100</u>
доля в централиз. отпуске тепла, %	6,1	6,3	6,4	5,8	5,8	<u>5,8</u>	<u>6,0</u>	<u>6,3</u>	<u>6,6</u>	<u>6,7</u>	<u>6,9</u>	<u>7,2</u>	<u>7,5</u>	<u>7,5</u>
- электроустановки	5	5	5	5	5	<u>5</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>5</u>
доля в централиз. отпуске тепла, %	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	<u>0,4</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,2</u>	<u>0,3</u>	<u>0,3</u>	<u>0,4</u>
- центральные котельные	632	616	601	633	627	<u>613</u>	<u>601</u>	<u>591</u>	<u>587</u>	<u>585</u>	<u>582</u>	<u>580</u>	<u>579</u>	<u>575</u>
доля в централиз. отпуске тепла, %	47,2	46,8	46,1	48,6	48,2	<u>47,7</u>	<u>47,1</u>	<u>46,6</u>	<u>46,3</u>	<u>46,1</u>	<u>45,8</u>	<u>44,3</u>	<u>43,0</u>	<u>41,7</u>
						47,7	47,1	46,6	46,3	46,1	45,8	45,2	44,2	42,8

Продолжение таблицы Л.5

Расход топлива котельными, млн. т у.т.	108	104	102	100	99	<u>98</u>	<u>99</u>	<u>98</u>	<u>99</u>	<u>99</u>	<u>99</u>	<u>98</u>	<u>99</u>	<u>99</u>
то же, %% к 2014 году	110	106	103	102	100	<u>99</u>	<u>100</u>	<u>99</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>
в том числе:														
- газ	81	78	76	75	74	<u>73</u>	<u>75</u>	<u>73</u>	<u>74</u>	<u>75</u>	<u>75</u>	<u>75</u>	<u>76</u>	<u>76</u>
доля в расходе топлива, %	74,4	75,0	74,3	74,7	74,7	<u>74,6</u>	<u>75,2</u>	<u>75,2</u>	<u>75,5</u>	<u>75,7</u>	<u>75,5</u>	<u>76,5</u>	<u>77,1</u>	<u>76,9</u>
- мазут	6	5	5	5	5	<u>4</u>	<u>3</u>	<u>3</u>						
доля в расходе топлива, %	5,5	5,0	4,8	4,7	4,6	<u>4,5</u>	<u>4,4</u>	<u>4,3</u>	<u>4,1</u>	<u>4,0</u>	<u>4,0</u>	<u>4,0</u>	<u>3,0</u>	<u>2,7</u>
- уголь	16	15	16	15	15	<u>15</u>	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>14</u>	<u>13</u>	<u>13</u>	<u>13</u>
доля в расходе топлива, %	15,1	14,7	15,3	14,9	15,0	<u>15,0</u>	<u>14,6</u>	<u>14,5</u>	<u>14,3</u>	<u>14,2</u>	<u>14,3</u>	<u>13,2</u>	<u>13,1</u>	<u>12,8</u>
- биомасса и отходы	3	3	3	3	3	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>
доля в расходе топлива, %	2,9	3,0	3,2	3,4	3,3	<u>3,3</u>	<u>3,4</u>	<u>3,5</u>	<u>3,6</u>	<u>3,6</u>	<u>3,7</u>	<u>3,6</u>	<u>3,9</u>	<u>4,5</u>

Таблица Л.6 – Прогноз потребности в капитальных вложениях для развития централизованного теплоснабжения на период до 2035 года (млрд долл. США, в ценах 2013 года)

	годы																
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2016-2035
Всего	4,6	5,4	5,7	6,1	6,5	<u>5,8</u>	<u>29</u>	<u>6,5</u>	<u>6,4</u>	<u>6,2</u>	<u>6,1</u>	<u>5,9</u>	<u>31</u>	<u>33</u>	<u>32</u>	<u>35</u>	<u>130</u>
						5,8	29	6,3	6,2	6,0	5,9	5,7	30	31	29	30	120

Перспективы и ожидаемые результаты развития атомной энергетики и ядерного топливного цикла

Целями развития атомной энергетики и ядерного топливного цикла являются:

- 1) ускоренное развитие атомной энергетики на самой передовой технологической базе для эффективного обеспечения внутреннего рынка энергоносителей и достижения лидирующих позиций на внешних рынках строительства атомных электростанций, ядерных технологий, материалов и услуг;
- 2) существенное увеличение выработки электроэнергии на АЭС на внутреннем рынке для сбережения ресурсов ископаемого топлива и снижения выбросов парниковых газов;
- 3) сохранение и развитие научно-технологического потенциала и компетенций в остальных секторах атомной энергетики и ядерного топливного цикла;
- 4) создание технологической базы конкурентоспособной атомной энергетики на основе быстрых реакторов естественной безопасности с замкнутым ядерным топливным циклом, сохранения природного баланса радиоактивности при захоронении отходов и предотвращения распространения ядерных оружейных материалов.

Эти цели будут достигаться консолидацией всего атомного энергопромышленного комплекса, включающего АЭС, ядерный топливный цикл, строительный комплекс, машиностроительную и приборную базы, информационные технологии, инжиниринговые структуры, исследования, разработку и проектирование объектов атомной энергетики, нацеленных на обеспечение конкурентоспособности и безопасности атомных электростанций и атомной промышленности.

Развитие атомной энергетики и ядерного топливного цикла сталкивается со следующими вызовами:

- требование безопасности функционирования атомного энергопромышленного комплекса;
- обеспечение экономической конкурентоспособности АЭС;
- ограниченность отечественной сырьевой базы атомной энергетики и ядерного топливного цикла;
- необходимость утилизации и переработки ОЯТ с учетом требований экологической безопасности.

В рамках реализации стратегической инициативы, связанной с новой электрификацией страны, в атомной энергетике и ядерном топливном цикле необходимо решить следующие задачи:

1. Повышение эффективности и конкурентоспособности атомной энергетике в целом, достижение уже на первом этапе Стратегии экономической конкурентоспособности новых АЭС за счет снижения удельных затрат на их сооружение при сохранении приоритета безопасности, не ограничивающего масштабы развития.

2. Содействие углублению электрификации национального хозяйства поставками дешёвой базисной электроэнергии, в том числе для замещения газа на компрессорах газопроводов, моторного топлива – на железнодорожном и автомобильном транспорте, газа и тепла – в жилом секторе.

3. Развитие единого комплекса: топливно-сырьевые ресурсы - производство энергии – обращение (в т.ч. переработка) с ОЯТ, компактизация и захоронение радиоактивных отходов.

4. Развитие отраслевой инвестиционной политики и целевых программ, которые обеспечивают устойчивость, обновление и повышение эффективности существующего потенциала и развитие ядерно-топливной базы и мощностей по переработке отработавшего топлива и утилизации радиоактивных отходов.

5. Удвоение производственных мощностей атомного машиностроения и строительно-монтажных организаций для обеспечения на втором этапе Стратегии ежегодного ввода до двух энергоблоков в стране при увеличении поставок на экспорт.

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

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

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, был определен оптимальный путь по альтернативному варианту решений в секторе атомной энергетике и ядерного топливного цикла (рост доли АЭС в структуре энергобаланса или сохранение этой доли). Предполагается, что доля АЭС в структуре энергобаланса будет расти. Это позволит повысить энергетическую безопасность страны, снизить зависимость от углеводородного топлива, прежде всего – от природного газа.

В соответствии с принятым решением, сформированы сценарии развития атомной энергетики и ядерного топливного цикла на период до 2035 года и комплекс необходимых для их реализации мероприятий государственной энергетической политики.

Атомная энергетика обладает способностью к воспроизводству собственной топливной базы и возможностью энерготехнологического применения. Эти ее принципиальные особенности формируют адекватный приоритет атомной энергетики в перспективе, для которой характерно ужесточение экологических требований к энергетической деятельности и стабилизация углеводородных возможностей топливно-энергетического комплекса. В этих условиях для своевременной подготовки и развития соответствующих направлений атомной энергетики наряду с продолжением строительства атомных электростанций с традиционными реакторами на тепловых нейтронах будут созданы серийные атомные электростанции с реакторами на быстрых нейтронах и соответствующие предприятия замкнутого ядерного топливного цикла.

Сооружение АЭС обеспечивает значительный прямой и косвенный мультипликативный эффект в развитие сырьевого (добыча и переработка урана) и высокотехнологичного сектора экономики России (изготовление ядерного топлива, атомное и энергетическое машиностроение), а также смежных отраслей промышленности, вносит существенный вклад в доходы бюджетной системы, поддерживает устойчивое функционирование ядерного оружейного комплекса.

В долгосрочной перспективе (срок эксплуатации современных АЭС составляет 60 лет), реализация программы сооружения атомных энергоблоков снижает цену на оптовом рынке электроэнергии, тем самым повышая конкурентоспособность отечественной экономики, увеличивая темпы развития промышленности и обеспечивая социально-приемлемые цены на услуги ЖКХ.

Государственная поддержка серийного сооружения атомных энергоблоков в Российской Федерации также является неотъемлемым условием успешного продвижения российских атомных технологий за рубеж. Экспорт российских атомных технологий поддерживает высокую репутацию Российской Федерации на международном уровне.

Разведанные и потенциальные запасы природного урана, накопленные резервы регенерированного урана, существующие и развиваемые мощности ядерного топливного цикла при экономически обоснованной инвестиционной и экспортно-импортной политике в этой сфере обеспечат прогнозируемые параметры развития ядерной энергетики в рассматриваемый период. Предусмотренная в Стратегии долгосрочная технологическая политика с освоением и развитием ядерных энергетических технологий нового поколения, включая реакторы на быстрых нейтронах и технологии замкнутого ядерного топливного цикла, снимет ограни-

чения в отношении топливного сырья для атомной энергетики на долгосрочную перспективу, а также окончательно решит проблему отработанного ядерного топлива.

В атомной энергетике и ядерном топливном цикле предполагается рост производства электроэнергии на АЭС: на первом этапе - со 181 млрд кВт-ч до 201 млрд кВт-ч, к 2035 году - до 256-323 млрд кВт-ч. Предполагается увеличение доли АЭС в выработке электроэнергии на 2-4 процентных пункта (с 17 до 19–21 %). Установленная мощность АЭС увеличится в 1,4-1,7 раза (с 26,4 млн кВт до 37-46 млн кВт) при полном демонтаже энергоблоков советской постройки. Доля атомной энергии в общем объеме производства первичной энергии увеличится на первом этапе Стратегии с 3,0% до 3,3% в консервативном сценарии и до 3,1% - в целевом сценарии. В 2035 году эта доля составит 3,5-3,9%.

Для решения задач атомной энергетики и ядерного топливного цикла будут использованы следующие меры:

1) Развитие сырьевой базы атомной энергетики на основе: развития 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.

2) 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.

3) 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.

4) Поддержка развития производственной базы атомной энергетики на основе: обеспечения требуемого объема поставок оборудования для атомных электростанций; повышения экономической эффективности работы предприятий энергетического машиностроения, находящихся в сфере ведения Государственной корпорации «Росатом», и их выхода на смежные рынки.

5) Поддержка разработки и создания информатизированной инфраструктуры управления жизненным циклом атомных электростанций, включая всю структуру атомного энергопромышленного комплекса.

6) Поддержка работы по увеличению выработки электроэнергии на атомных электростанциях на основе: реализации проектов серийного строительства атомных электростанций; продления срока эксплуатации действующих энергоблоков, программы интенсификации и увеличения коэффициента использования установленной мощности на всех этапах.

7) Политическая и экономическая поддержка экспорта технологий и услуг ядерно-энергетического сектора.

В таблице М.1 представлены основные прогнозные параметры развития атомной энергетики и ядерного топливного цикла в период до 2035 года, в таблице М.2 - прогноз потребности в капитальных вложениях для развития АЭС.

Таблица М.1 – Развитие атомной энергетики в России в период до 2035 года

	годы													
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Установленная мощность АЭС, млн кВт	24,3	24,3	25,3	25,3	26,4	<u>26,4</u>	<u>27,3</u>	<u>28,0</u>	<u>28,8</u>	<u>30,0</u>	<u>31,1</u>	<u>31,4</u>	<u>36,1</u>	<u>45,7</u>
						26,4	27,3	28,0	28,8	30,0	31,1	31,3	32,4	36,9
Доля АЭС в установленной мощности электростанций, %	10,6	10,4	10,6	10,4	10,5	<u>10,3</u>	<u>10,6</u>	<u>10,8</u>	<u>11,1</u>	<u>11,5</u>	<u>11,8</u>	<u>11,6</u>	<u>12,7</u>	<u>14,6</u>
						10,3	10,7	10,8	11,1	11,4	11,8	11,8	12,1	13,1
Производство электроэнергии на АЭС, млрд кВт-ч	170	173	178	173	181	<u>184</u>	<u>195</u>	<u>196</u>	<u>196</u>	<u>197</u>	<u>197</u>	<u>213</u>	<u>254</u>	<u>323</u>
						184	195	196	196	197	197	213	228	256
Доля АЭС в производстве электроэнергии, %	16,4	16,4	16,6	16,3	17,0	<u>17,3</u>	<u>18,2</u>	<u>18,1</u>	<u>18,0</u>	<u>17,7</u>	<u>17,4</u>	<u>17,3</u>	<u>18,7</u>	<u>21,4</u>
						17,3	18,2	18,1	18,0	17,8	17,5	17,6	17,7	18,9
Доля атомной энергии в производстве первичной энергии, %	3,0	3,0	3,0	2,9	3,0	<u>3,1</u>	<u>3,2</u>	<u>3,2</u>	<u>3,2</u>	<u>3,1</u>	<u>3,1</u>	<u>3,0</u>	<u>3,3</u>	<u>3,9</u>
						3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,5

Таблица М.2 – Прогноз потребности в капитальных вложениях для развития АЭС на период до 2035 года (млрд долл. США, в ценах 2013 года)

	годы																
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2016-2035
Всего	3,3	7	4	5	5	<u>4</u>	<u>25,4</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>22,5</u>	<u>25,2</u>	<u>40,0</u>	<u>48,0</u>	<u>136</u>
						4	25,4	5	5	4	4	4	22,4	19,3	23,7	28,4	94

Перспективы и ожидаемые результаты развития НВИЭ

Целями развития сектора НВИЭ являются:

- 1) получение практического опыта промышленного освоения НВИЭ в природно-климатических условиях России с учётом экономических особенностей её энергетического сектора;
- 2) определённое сдерживание роста потребления органического топлива, диверсификация и повышение надёжности энергоснабжения регионов и изолированных узлов, а также снижением выбросов вредных веществ, в том числе – парниковых газов;
- 3) освоение зарубежных и разработка отечественных методов, оборудования и материалов для альтернативной энергетики, а также создание средств и систем интеграции НВИЭ с электросетевыми объединениями
- 4) подготовка квалифицированных отечественных специалистов и формирование благоприятного отношения общества к «зеленой» энергетике.

Развитие сектора НВИЭ сталкивается со следующими вызовами :

- низкая конкурентоспособность проектов использования НВИЭ в существующей рыночной среде по сравнению с проектами на основе использования ископаемых видов органического топлива; неразвитость рынка НВИЭ в России;
- недостаточный объем инвестиций в развитие производственной базы, перспективных технологий, а также в пилотные и демонстрационные проекты в области НВИЭ;
- отсутствие общественного и профессионального согласия о роли НВИЭ в энергетике России;
- недостаточное количество квалифицированных инженерных и научных кадров.

В рамках реализации стратегической инициативы, связанной с новой электрификацией страны, сектору НВИЭ предстоит решение следующих задач:

1. 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.
2. Увеличение объемов ввода генерирующих мощностей, функционирующих на основе НВИЭ.

3. 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.

4. Координация мероприятий в области развития электроэнергетики и возобновляемой энергетики.

5. Полное обеспечение сектора НВИЭ квалифицированными кадрами.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов, в соответствии с выбранными направлениями развития сформированы сценарии развития сектора НВИЭ на период до 2035 года и комплекс мероприятий государственной политики, необходимых для их реализации.

В экономических условиях России наиболее привлекательными для развития являются следующие виды НВИЭ:

- при производстве электроэнергии – малые ГЭС, в развитых сельскохозяйственных районах – биоресурсы, в северной части страны – торф и ветер;
- при производстве теплоэнергии – тепловые насосы (как дополнение к традиционным котельным), в некоторых регионах - солнечные коллекторы (с использованием в теплое время года на нужды ГВС), в развитых сельскохозяйственных районах – биоресурсы, в северной части страны – торф, в регионах с развитой вырубкой леса – щепы.

По существующим оценкам, технический потенциал нетрадиционных возобновляемых источников энергии (в основном это энергия солнца, торфа, ветра, за исключением ресурсов крупной гидроэнергетики) в России составляет более 180 трлн кВт-ч и 370 млрд Гкал в год (113 млрд т у.т., т. е. более чем в 110 раз больше годового объема потребления ТЭР), а экономический потенциал составляет более 100 млрд кВт-ч и 450 млн Гкал в год (примерно 100 млн т у.т., т. е. около 10 % объема потребления всех ТЭР России в 2014 году). Наращивание темпов развития НВИЭ в России необходимо рассматривать как важный фактор модернизации экономики, в том числе связанной с развитием инновационных производств, разработкой новых инновационных технологий, развитием малого и среднего бизнеса, созданием новых рабочих мест, улучшением социальных условий, улучшением экологии и т. п.

На основе более широкого использования НВИЭ могут эффективно решаться многие актуальные проблемы:

- электро- и теплоснабжение автономных потребителей, расположенных вне систем централизованного энергоснабжения;
- сокращение завоза жидкого топлива в труднодоступные районы Северных территорий Российской Федерации, включая Арктический регион при одновременном повышении надежности энергоснабжения потребителей;

- повышение надежности энергоснабжения населения и производства, особенно сельскохозяйственного, в зонах централизованного энергоснабжения, главным образом в дефицитных энергосистемах;
- сокращение вредных выбросов от традиционных энергетических установок в отдельных городах и населенных пунктах со сложной экологической обстановкой, а также в туристско-рекреационных зонах и местах массового отдыха населения;
- автономное энергоснабжение заводов по опреснению морской воды в вододефицитных регионах Российской Федерации, включая Крымский федеральный округ;
- обеспечение надежного энергоснабжения потребителей Крымского федерального округа Российской Федерации, как одного из самых благоприятных регионов для развития НВИЭ с учетом его природно-климатических особенностей.

Россия обладает современными технологиями практически во всех отраслях возобновляемой энергетики (за исключением ветроэнергетики). Основные успехи достигнуты в создании новых технологий по преобразованию солнечной энергии в электрическую. Промышленностью выпускается 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 гидростанции с оборудованием единичной мощностью от 5 кВт до 1 МВт, биогазовые установки для индивидуальных и фермерских хозяйств, обеспечивающих местные потребности в тепловой и электрической энергии, ветроэлектрические станции мощностью от сотен ватт до десятков кВт.

Использование местных видов топлива в региональных энергетических балансах в настоящее время продолжает оставаться недостаточным. К ресурсам местных видов топлива относятся запасы торфа, отходы лесной промышленности и сельского хозяйства и твердые бытовые отходы.

Торф является одним из наиболее важных и перспективных местных источников топлива. Запасы торфа в Российской Федерации на месторождениях, пригодных для промышленной разработки (мощностью более 1 млн т), составляют более 85 млрд т. Основными направлениями использования торфа будут удовлетворение коммунально-бытовых потребностей, а также потребностей сельского хозяйства. После увеличения объемов добычи торфа и модернизации технологической базы торфяной промышленности станет возможным его эффективное использование на тепловых электростанциях. Наиболее перспективным направлением использования торфа в России может стать переработка его в брикеты и пеллеты. Проекты по добыче, переработке, выпуску торфосодержащей продукции будут иметь важное социально-экономическое значение для многих областей и регионов страны, по-

сколькx позволят создать дополнительные производственные мощности и стабилизировать рынок труда.

По освоению производства древесных пеллет из отходов деревопереработки Россия вошла в число мировых лидеров. Производители пеллет сосредоточены в Северо-Западном регионе страны. К сожалению, они производятся преимущественно для экспорта в европейские страны, внутри страны эффективное их использование пока сдерживается административными и экономическими барьерами. Себестоимость энергии, выработанной при сгорании пеллет, в полтора раза меньше, чем при сгорании газа, и в три раза меньше, чем при сгорании дизельного топлива.

Российская биоэнергетика обладает существенным потенциалом использования отходов сельского хозяйства, лесопереработки, пищевой промышленности и городских очистных сооружений. Привлекательным сегментом биоэнергетики является производство биогаза, которое может предоставить дополнительные источники дохода от продажи органических удобрений и платы за безопасную утилизацию органических отходов. Высокая экологическая доступность и максимальное использование установленной мощности при производстве биогаза обеспечит рост биогазовой отрасли в ближайшие годы. Максимальный потенциал биоэнергетики сосредоточен в первую очередь в энергодефицитных регионах.

Технический биогазовый потенциал России, сосредоточенный в рамках крупных источников отходов, составляет 143 млрд кВт·ч электроэнергии и 334 млн Гкал, при этом экономически эффективный потенциал очень мал. В связи с этим развитие энергетики на базе сельскохозяйственных отходов требует мер поддержки – прежде всего, снижения стоимости капитала. В настоящее время в России уже действует более 10 биогазовых комплексов, крупнейший из которых, расположенный в Белгородской области, имеет мощность 2,4 МВт.

Важным стимулом роста российского биогазового рынка станет все более усугубляющаяся экологическая ситуация в местах размещения предприятий с большим объемом отходов. Внимание к экологической составляющей биогазовых проектов должно стать основой мер господдержки биоэнергетики.

Необходимость переработки твердых бытовых отходов (ТБО) вызвана, прежде всего, экологическими причинами – необходимостью утилизации ТБО и прекращения образования свалок. В мире освоено три основные технологии: извлечение биогаза на мусорных полигонах с дальнейшим его сжиганием; пиролиз ТБО со сжиганием газа и непосредственное сжигание мусора. Для сбора биогаза должна соблюдаться технология формирования мусорных полигонов и сбора газа; для функционирования мусоросжигающих заводов требуется отдельный сбор различных видов отходов (металл, стекло, пищевые отходы и т. д.) и дорогостоящая очистка газа. Все эти технологии достаточно дорогостоящие (7–10 тыс. долл./кВт),

при этом существующие цены на утилизацию мусора очень невелики и не обеспечивают окупаемость таких проектов. Экономически эффективный потенциал использования ТБО очень мал.

В 2015-2035 годах предполагается рост использования НВИЭ в 1,8-2 раза. Этот рост будет обеспечен:

- увеличением использования торфа, отходов деревообработки и сельскохозяйственных биоотходов в коммунально-бытовом и сельском хозяйстве, уже в настоящее время формирующих более половины суммарного объема замещения НВИЭ органического топлива и на перспективу лишь незначительно снижающих свою долю;
- резким ростом объема использования НВИЭ для производства электроэнергии, включая комбинированное производство электроэнергии и тепла на био-ТЭС, малые гидростанции, геотермальные и приливные, солнечные и ветровые электростанции. Производство электроэнергии на электростанциях, функционирующих на базе НВИЭ, в 2015-2035 годах увеличится в 9-14 раз (с 2 до 18-29 млрд кВт-ч), при этом установленная мощность этих электростанций увеличится в 15-23 раза (с 0,4 до 6-9 млн кВт);
- увеличение использования НВИЭ для производства тепла в зоне централизованного и децентрализованного теплоснабжения (котельные на биомассе, отходах и местных видах топлива, установки с тепловыми насосами, солнечные установки).

Предполагается увеличение доли НВИЭ в энергопотреблении страны с 2,1% до 2,4% на первом этапе Стратегии и до 3,2-3,3% - к 2035 году.

Для решения задач сектора НВИЭ будут использованы 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 ВИЭ;
- создание системы контроля и статистической отчетности о выполнении целевых показателей по вводу мощности и производству электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии;
- разработка в субъектах Российской Федерации схем размещения объектов возобновляемой энергетики с учетом возможности их работы на оптовом и розничном рынках.

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; создание системы координации научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области использования НВИЭ;

- создание системы образования и подготовки кадров для возобновляемой энергетики (обучение специалистов в ВУЗах и на курсах повышения квалификации);

- разработка и принятие законодательных и нормативных документов, обеспечивающих стандартизацию 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;

- стимулирование создания новых производственных кластеров оборудования для НВИЭ в субъектах Российской Федерации, имеющих территориальные возможности, высокий солнечный, ветровой и рекреационный потенциал, включая Крымский федеральный округ.

На первом этапе реализации Стратегии ожидается создание благоприятных условий для организации промышленного производства оборудования, использующего возобновляемые источники энергии; увеличение промышленного и экспортного потенциала НВИЭ. Начнется разработка и реализация комплекса мер по государственной поддержке промышленности и научных институтов для обеспечения отрасли возобновляемых источников энергии российским оборудованием, комплектующими и передовыми технологиями. Будет осуществляться расширение и модернизация существующей базы промышленности по производству оборудования для малых ГЭС. Будут созданы необходимые условия для успешного развития производственной базы по добыче, переработке и использованию местных видов топлив.

На этом этапе должны быть решены первоочередные проблемы, препятствующие развитию возобновляемой энергетики и более широкому использованию местных видов топлива. Будут созданы основы целостной системы государственного регулирования, необходимой для функционирования НВИЭ (федеральные и региональные законы о НВИЭ, правила доступа к сетям централизованного электроснабжения, правила получения лицензий и разрешений и т. п.) и нормативная правовая основа для стабильного привлечения частных инвестиций в развитие всех видов генерации на базе НВИЭ. Будут применяться различные механизмы поддержки, включая 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 раз-

вития производства организациями, производящими энергию на основе НВИЭ. Это будет способствовать обеспечению приоритета использования НВИЭ для целей энергоснабжения (как автономного, так и централизованного), а также стандартизации и контролю качества оборудования ВИЭ. Ожидается создание и развитие информационного сектора поддержки использования возобновляемых источников энергии, включая создание экспертно-консалтинговой сети. Предусматривается создание системы контроля и статистической отчетности о выполнении целевых показателей по вводу мощности и производству электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии, разработка в субъектах Российской Федерации схем размещения объектов возобновляемой энергетики с учетом возможности их работы на оптовом и розничном рынках

На данном этапе будет обеспечено увеличение доли НВИЭ в общем объеме производства первичной энергии до 1,3 % в консервативном сценарии и до 1,2% - в целевом сценарии.

На втором этапе реализации Стратегии будет продолжено масштабное развитие инновационных производств оборудования для НВИЭ и соответствующей энергетической инфраструктуры. Будут созданы необходимые условия для расширения отечественной производственной базы выпуска оборудования, использующего возобновляемые источники энергии, и его компонент. Предполагается государственное финансирование научно-исследовательских работ и пилотных проектов в области НВИЭ; создание системы координации научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области использования НВИЭ. Будет активно осуществляться трансфер технологий и локализация на российских предприятиях производства комплектующих для электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии. Получат развитие инновационно-ориентированные компании, работающие во всех сферах использования НВИЭ и местных видов топлива. Будет осуществляться стимулирование создания новых производственных кластеров оборудования для НВИЭ в регионах Российской Федерации, имеющих территориальные возможности, высокий солнечный, ветровой и рекреационный потенциал, включая Крымский федеральный округ. За счет внедрения инновационных технологий будут существенно улучшены показатели энергетической, экономической и экологической эффективности, в том числе ожидается рост КИУМ большинства типов установок ВИЭ. Будет создана система образования и подготовки кадров для возобновляемой энергетики. К концу второго этапа ожидается достижение естественной конкурентоспособности использования большинства видов возобновляемых источников энергии по сравнению с ископаемыми видами органического топлива без государственной поддержки.

За счет комплексного использования местных видов топлива, вторичного сырья и технологий НВИЭ будет сделан качественный шаг в повышении эффективности использова-

ния ресурсов во многих производствах (в том числе, в сельском хозяйстве и лесной отрасли). Будет активно вестись работа по реабилитации загрязнённых территорий.

Реализация политики и мер по стимулированию использования возобновляемых источников энергии, местных видов топлива и ТБО позволит заметно уменьшить долю привозных энергоресурсов в топливно-энергетических балансах.

На данном этапе будет обеспечено увеличение доли НВИЭ в общем объеме производства первичной энергии до 1,8 % в консервативном сценарии и до 1,7% - в целевом сценарии.

В таблице Н.1 представлены основные прогнозные параметры развития сектора НВИЭ в период до 2035 года, в таблице Н.2 - прогноз потребности в капитальных вложениях для развития сектора НВИЭ.

Таблица Н.1 – Развитие сектора НВИЭ на период до 2035 года, млн т у.т.

	годы														
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	
НВИЭ для производства электроэнергии	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	<u>1,3</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>4</u>	<u>6</u>	<u>9</u>	
ТЭС на биомассе и отходах	3,4	3,5	4	4	4	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>							
Котельные на биомассе, отходах	3,1	3,1	3	3	3	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	
Солнце для производства тепла			0	0	0	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0,1</u>	<u>0,1</u>	<u>0,2</u>	<u>0,2</u>	<u>0,4</u>	<u>0,7</u>	<u>1,0</u>	
Тепловые насосы (для централизованного теплоснабжения)			0	0	0	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0,1</u>	<u>0,1</u>	<u>0,2</u>	<u>0,3</u>	
Тепловые насосы (для децентрализованного теплоснабжения)			0	0	0	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0,0</u>	<u>0,1</u>	<u>0,2</u>	<u>0,3</u>	
Биомасса и отходы в коммунально-бытовом хозяйстве	10	10	10	10	12	<u>12</u>	<u>12</u>	<u>13</u>	<u>13</u>	<u>13</u>	<u>13</u>	<u>14</u>	<u>15</u>	<u>17</u>	
Биомасса и отходы сельского хозяйства	1	1	1	1	1	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>							
Всего НВИЭ и биомасса	20	19	19	20	21	<u>21</u>	<u>22</u>	<u>23</u>	<u>24</u>	<u>24</u>	<u>25</u>	<u>29</u>	<u>33</u>	<u>40</u>	
Доля НВИЭ в потреблении первичной энергии	2,0	1,9	1,9	2,0	2,1	<u>2,1</u>	<u>2,2</u>	<u>2,3</u>	<u>2,4</u>	<u>2,4</u>	<u>2,4</u>	<u>2,6</u>	<u>2,9</u>	<u>3,3</u>	
Доля НВИЭ в производстве первичной энергии	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	<u>1,1</u>	<u>1,2</u>	<u>1,2</u>	<u>1,3</u>	<u>1,3</u>	<u>1,2</u>	<u>1,3</u>	<u>1,5</u>	<u>1,7</u>	
						1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5	1,8	

Таблица Н.2 – Прогноз потребности в капитальных вложениях для развития сектора НВИЭ на период до 2035 года (млрд долл. США, в ценах 2013 года)

	годы																
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2016-2035
Всего	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	<u>0,4</u>	<u>2</u>	<u>1,0</u>	<u>0,9</u>	<u>0,9</u>	<u>0,9</u>	<u>0,9</u>	<u>5</u>	<u>7</u>	<u>9</u>	<u>13</u>	<u>34</u>
						0,4	2	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	4	4	7	10	26

Приложение II
к Энергетической стратегии России
на период до 2035 года

Сводный план («ДОРОЖНАЯ КАРТА») мероприятий государственной энергетической политики первого этапа реализации
Стратегии

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
Государственное регулирование внутренних энергетических рынков	
Обеспечение добросовестной конкуренции на топливных и энергетических рынках при поддержке развития малого и среднего бизнеса	<ul style="list-style-type: none"> – Совершенствование механизмов антимонопольного контроля энергетических рынков – Гармонизация роли на энергетических рынках крупных компаний с государственным участием, средних и малых независимых компаний; поддержка процессов разделения, горизонтальной и межотраслевой интеграции энергетических компаний для повышения финансовой устойчивости и концентрации ресурсов для развития отраслей ТЭК при сохранении достаточного уровня конкуренции на внутреннем рынке – Разработка механизмов мониторинга конъюнктуры энергетических рынков, в том числе для целей антимонопольного регулирования и своевременной корректировки правил и параметров рынков, обеспечивающих выполнение долгосрочных приоритетов развития отраслей ТЭК – Использование интеграции внутренних энергетических рынков в рамках Евразийского экономического союза для повышения конкуренции в отраслях ТЭК и гибкости условий энергоснабжения российских потребителей – Обеспечение прозрачного и недискриминационного доступа для всех участников рынка к общей и энергетической инфраструктуре (трубопроводы, электрические и тепловые сети), в том числе на конкурентной основе; реализация мероприятий дорожной карты «Повышение доступности энергетической инфраструктуры»
Совершенствование системы регулирования и постепенная либерализация внутренних рынков основных энергоносителей (газ, электроэнергия, тепло), увязанная с развитием инфраструктуры и конкуренции	<ul style="list-style-type: none"> – Развитие отечественных систем биржевой торговли всеми видами топливно-энергетических ресурсов – Внедрение обязательного проведения крупных контрактов на государственные закупки энергоносителей через биржевые механизмы – Развитие биржевой торговли с привлечением нерезидентов, на первом этапе - компаний из Казахстана, Белоруссии, Армении и Киргизии – Формирование и эффективное функционирование государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса в соответствии с Федеральным законом от 3 декабря 2011 года № 382-ФЗ – Создание в рамках государственной информационной системы ТЭК интегрированной системы мониторинга энергетических рынков – Переход на формирование отчетных и прогнозных топливно-энергетических балансов в структуре, соответствующей международным стандартам – Повышение роли отчетных и прогнозных топливно-энергетических балансов как инструмента анализа и управления развитием ТЭК (без придания балансам директивного характера)

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<ul style="list-style-type: none"> – Совершенствование внутреннего рынка газа с выравниванием условий для всех его участников и проработка ко второму этапу Стратегии модели дальнейшего функционирования рынка с учетом складывающихся рыночных, социально-экономических и политических условий – Формирование эффективной модели оптовых рынков электроэнергии и мощности – Формирование эффективной модели розничных рынков электроэнергии – Формирование эффективной модели рынка в теплоснабжении – Усиление стимулов для инвестиций в ТЭК и снижение капиталоемкости инвестиционных проектов в ТЭК, в первую очередь в секторе естественных монополий – Усиление контроля за эффективностью расходов и совершенствование системы закупок субъектов естественных монополий, переход к применению долгосрочных тарифов и повышение прозрачности и информационной открытости регулируемых организаций – Совершенствование амортизационной политики путем предоставления режима ускоренной амортизации основных фондов для стимулирования инвестиций в их замену и обновление – Развитие системы страхования рисков долгосрочного инвестирования в энергетический сектор – Государственная поддержка развития угольной генерации – Государственная поддержка развития атомной генерации в стране – Вывод ВИЭ на рынки электроэнергии; интеграция ВИЭ в стратегические планы развития энергетики – Стимулирование повышения качества моторных топлив и глубины переработки нефти – Стимулирования развития нефте- и газохимии
Ожидаемый результат:	
<ul style="list-style-type: none"> – Увеличение производства первичных энергоресурсов на 8%, электроэнергии – на 8%, газа – на 17%, ВИЭ и атомной энергии – на 12% – Обеспечение доли природного газа и нефтепродуктов во внутреннем энергопотреблении на уровне 71 %, твердого топлива –15%, ВИЭ и атомной энергии – 14% 	
Налоговая и таможенная политика в энергетике	
Формирование стабильной и сбалансированной системы налогообложения ТЭК и линейки таможенных пошлин и акцизов	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка нормативно-правовой базы классификации месторождений и признания их принадлежности к категориям малых, истощенных и низкодебитных месторождений в целях совершенствования системы налогообложения в сфере добычи углеводородов – Проведение тестирования налогообложения финансового результата (НФР): на первом этапе реализации Стратегии – в рамках ряда пилотных проектов, а при успешной апробации – распространение этого режима на определенное число месторождений с переходом на втором этапе Стратегии к гибриднему режиму недропользования, где НФР применяется для стимулирования мер увеличения нефтеотдачи и добычи трудноизвлекаемых ресурсов. – Оснащение месторождений средствами государственного контроля и учета фактических объемов добычи и затрат – Проработка системы государственного контроля как в части объемов выплат НФР, так и в части определения

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	налогооблагаемой базы – Подготовка на первом этапе Стратегии и затем проведение унификации принципов налогообложения добычи нефти, газа и газового конденсата – Обеспечение регулярного сбора и обработки достаточной информации по объектам ТЭК для налоговых целей
Обеспечение рационального распределения 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)	– Осуществление «налогового маневра» в нефтяной отрасли с поэтапным снижением ставок экспортной таможенной пошлины на сырую нефть и светлые нефтепродукты при повышении ставки НДС при добыче нефти – Обеспечение дополнительного налогового стимулирования малых нефтяных компаний с низкорентабельными месторождениями посредством предоставления льгот, каникул по уплате НДС или включением их проектов в состав пилотных по тестированию системы НФР – Таможенное стимулирование производства энергетических продуктов высокого качества и насыщение внутреннего рынка
Ожидаемый результат: – Обеспечение доли налоговых и таможенных платежей предприятий ТЭК в налоговых доходах консолидированного бюджета Российской Федерации на уровне 29 % – Обеспечение доли валовой добавленной стоимости, производимой в ТЭК, в ВВП Российской Федерации на уровне 28 % – Обеспечение доли экспорта топливно-энергетических ресурсов в общем стоимостном объеме экспорта России на уровне 57 %	
Ценовая политика в энергетике	
Совершенствование государственного регулирования цен и тарифов в сфере естественных монополий с формированием стабильных правил долгосрочного ценообразования	– Введение (после преодоления экономического спада) долгосрочного правила повышения (с ориентацией на индекс инфляции) верхних значений регулируемых государством цен и тарифов в газовой промышленности, электроэнергетике и теплоснабжении – Подготовка к ликвидации на втором этапе Стратегии перекрестного субсидирования в газовой промышленности, 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 – Продолжение работы по предоставлению субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике – Определение порядка расчета размера возмещения организациями коммунального комплекса недополученных доходов, связанных с осуществлением ими регулируемых видов деятельности, за счет средств бюджетной системы Российской Федерации – Совершенствование содержания и порядка установки регулируемых 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

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<p>обоснованной стоимости энергоснабжения потребителей по разным классам напряжения</p> <ul style="list-style-type: none"> – Совершенствование методов ценообразования на тепло по модели «альтернативной котельной» вместе с формированием сетевых тарифов в теплоснабжении с учетом обоснованной доходности и «эталонных» затрат на обслуживание и развитие
Совершенствование государственного регулирования границ цен на доминирующее топливо – сетевой газ – при их росте с небольшим опережением ИПЦ	<ul style="list-style-type: none"> – Продолжение работы по поэтапному повышению внутренних цен на природный газ при переходе от их регулирования к рыночным механизмам, учитывая необходимость сглаживания ценовых шоков для потребителей и в увязке с изменением ставок НДС и таможенных пошлин на природный газ и с учетом специфики ценообразования в различных территориальных зонах внутреннего рынка газа
Приближение к пропорциям мировых энергетических рынков соотношения внутренних цен между нефтью, газом и углем и обеспечение на втором этапе Стратегии условий для межтопливной конкуренции на внутренних рынках	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение уровней цен на энергоресурсы на внутреннем рынке, стимулирующих межтопливную конкуренцию – Проработка возможности корректировки тарифов на перевозки угля железнодорожным и водным транспортом с учётом цен на внешних рынках – Создание и/или совершенствование механизмов биржевой торговли всеми видами топлива, включая природный газ и уголь; разработка для этого спецификации эталонных углей и системы премий (дисконтов) для основных марок – Стимулирование участия частных компаний в биржевой торговле топливом и использование её результатов 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 – Введение российских маркерных сортов нефти и организация торговли ими на российских и зарубежных биржах для снижения волатильности цен на нефть – Развитие торговли производными контрактами (фьючерсные, опционные, своповые и др.) для хеджирования ценовых рисков отечественных компаний и трейдеров и привлечения инвестиций на российский рынок
Ожидаемый результат:	
<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение индекса роста внутренних цен на электроэнергию на уровне индекс ИПЦ плюс 0,5-1% – Обеспечение индекса роста внутренних цен на сетевой газ на уровне индекс ИПЦ плюс 1,5-2 % 	
Политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности	
Совершенствование налогового стимулирования и нормативного регулирования энергетической эффективности и энергосбережения во всех секторах экономики России (особенно энергоёмких) и повышения качества предлагаемых на рынке услуг	<ul style="list-style-type: none"> – Повышение энергоэффективности бюджетного сектора, в том числе за счет предоставления бюджетным организациям права на распоряжение средствами, сэкономленными в результате реализации проектов по энергосбережению, в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации – 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) – Развитие механизмов государственных гарантий по проектам в области энергоэффективности и энергосбережения, смягчение условий предоставления таких гарантий

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<ul style="list-style-type: none"> – Подготовка предложений по применению экономических механизмов регулирования и стимулирования энергоэффективности, основанных на учете удельных выбросов CO₂ на единицу продукции – Развитие механизма энергосервисных контрактов; рассмотрение вопроса о внесении изменений в Гражданский кодекс, Налоговый кодекс и правила бухгалтерского учета для возможности внедрения энергосервисных контрактов без налоговых последствий, снижающих их инвестиционную привлекательность – Создание более четкой системы аккредитации энергоаудиторов, стандартов их деятельности и порядка проведения энергоаудитов, стимулирование развития энергетического аудита путем создания специальных проектов, реализуемых в рамках программы поддержки развития малого бизнеса (бизнес-инкубаторы, программы обучения и др.), организация обязательного энергетического аудита организаций (предприятий) с определенной периодичностью – Совершенствование законодательства Российской Федерации о контрактной системе в сфере закупок с целью создания условий для реализации проектов в области энергосбережения, приобретения энергоэффективного оборудования, а также оборудования возобновляемой энергетики – Разработка и внедрение актов технического регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в том числе разработка и совершенствование СНиПов, методик и стандартов для измерения и верификации энергопотребления – Разработка и внедрение системы стандартов и требований к оборудованию, применяемому в теплоснабжении, а также к энергоэффективности зданий
Создание системы государственного мониторинга и контроля показателей (индикаторов) энергетической эффективности	<ul style="list-style-type: none"> – Включение целевых показателей (индикаторов) в области повышения энергетической эффективности во все государственные (муниципальные) программы – Финансирование создания государственных информационных систем в области энергоэффективности и энергосбережения, финансирование научно-исследовательских работ – Совершенствование государственных информационных систем и публичных интернет-ресурсов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в сфере топливно-энергетического комплекса – Развитие системы стандартизации и маркировки энергоэффективности зданий и сооружений, оборудования и техники, в том числе для транспорта, с целью сделать ее наглядной и информативной для принятия управленческих решений, создать основы для развития рынка оказания соответствующих услуг; развитие системы стандартизации в области возобновляемой энергетики – Расширение практики маркировки на различные виды типового промышленного оборудования (электродвигатели, привода и др.), а также создание системы тестирования оборудования на соответствие требованиям и стандартам – Подготовка программ обучения и методических материалов для систем профессиональной подготовки в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности – Финансирование обучения лиц, ответственных за энергосбережение и повышение энергетической эффективности – Реализация комплекса мер по популяризации и пропаганде энергосбережения и повышения энергетической эффективности среди различных групп населения, в том числе в составе образовательных программ высших и средних учебных заведений, по формированию бережливой модели поведения населения – Полное оснащение приборами учета расхода энергии потребителей розничного рынка, в первую очередь быто-

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	вых потребителей, развития автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии розничного рынка, создания системы метрологического контроля измерительных приборов учета топливно-энергетических ресурсов в реальных условиях эксплуатации
Стимулирование производства современного энергосберегающего оборудования на уровне лучших мировых аналогов	<ul style="list-style-type: none"> – Государственная поддержка создания энергосберегающих технологий нового поколения и реализации пилотных энергосберегающих проектов – Разработка справочников наилучших доступных технологий, пакетов тиражируемых типовых инженерных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, примеров лучших практик их применения, обеспечение доступа к этой информации заинтересованных сторон – Разработка и внедрение нормативных требований к энергопотреблению используемого оборудования на основе лучших доступных технологий, в том числе с запретом применения энергетически неэффективных технологий и внедрением системы энергетического и экологического менеджмента – Развитие механизмов налогового стимулирования приобретения энергоэффективного оборудования и техники (посредством ускоренной амортизации, налогового кредита, льгот по налогу на имущество) – Создание системы государственных выплат (субсидий) за приобретение энергоэффективного оборудования, техники или реализацию проектов в области энергоэффективности и энергосбережения (при необходимости) – Организация подготовки специалистов, стимулирование исследовательских и опытно-конструкторских работ по повышению энергетической эффективности
Ожидаемый результат:	
<ul style="list-style-type: none"> – Снижение удельной энергоемкости ВВП на 6 % – Снижение удельной электроемкости ВВП на 6% – Снижение удельных расходов топлива на выработку электроэнергии на 2 % – Снижение удельных расходов газа на собственные нужды отрасли на 6% 	
Научно-техническая политика в энергетике	
Восстановление инновационного цикла с действенной системой государственной поддержки инновационной деятельности отечественных энергетических и энергомашиностроительных компаний при обеспечении успешной коммерциализации российских разработок	<ul style="list-style-type: none"> – Финансирование фундаментальных исследований принципиально новых путей эффективного обеспечения и формирования новых энергетических потребностей, в том числе за счет бюджетных средств, а также путем возврата части прибыли в науку – Укрепление и развитие консолидированных отраслевых источников финансирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, формирование целевых научно-технических и инновационных программ, объединение усилий Российской академии наук, Министерства энергетики Российской Федерации и Министерства образования и науки Российской Федерации при их подготовке и реализации – Совершенствование организационных форм продвижения инноваций в ТЭК для реализации программ по поддержке приоритетных направлений технологического развития (софинансирование инноваций), концентрации сил и средств на разработке приоритетных технологий; создание центров компетенций в приоритетных направлениях технологического развития ТЭК для научных исследований и усиления кадрового потенциала

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<ul style="list-style-type: none"> – Реализация программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий во взаимодействия с ведущими вузами, научными организациями, малыми и средними инновационными предприятиями, а также технологическими платформами – Активное участие государства в воссоздании отечественного энергетического машиностроения с использованием передовых технологических процессов и новых конструкционных материалов – Упорядочивание нормативно-правовых актов по техническому регулированию в ТЭК и отраслях энергетического сектора – Разработка системы вовлечения в хозяйственный оборот объектов интеллектуальной собственности и иных результатов научно-технической деятельности в топливно-энергетическом комплексе – Развитие «венчурного» бизнеса в сфере инноваций в энергетике; поддержка коммерциализации разработок в ТЭК через механизмы государственных и корпоративных венчурных фондов
<p>Обеспечение скоординированных действий ведомств, институтов развития и компаний ТЭК в части технологического развития, создание системы отраслевого заказа на инновационные технологические решения в ТЭК, а также формирование долгосрочных государственных технологических приоритетов в ТЭК и обеспечение мониторинга и реагирования на глобальные технологические вызовы</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Распределение полномочий между ведомствами, ответственными за технологическое развитие в ТЭК, включая науку и образование, коммерциализацию, локализацию и региональное развитие для определения единых приоритетов инновационного развития ТЭК, координации существующих отраслевых и межотраслевых стратегических документов – Разработка механизма координации и оценки эффективности государственного заказа на НИОКР в энергетике, программ инновационного развития государственных компаний, ключевых инновационных проектов в рамках технологических платформ; координация приоритетов научных исследований в бизнес-структурах ТЭК с институтами развития науки – Формирование государственной системы технологического мониторинга и прогнозирования в энергетике (с созданием прогностических центров НТП и проведением энергетических форсайтов) в увязке со стратегическими документами развития машиностроения и ТЭК (генеральные схемы, программы, схемы территориального планирования и др.) – Формирование механизмов отраслевого заказа на инновационные технологические решения в ТЭК, включая создание национальных технологических платформ и баз данных, прогнозирования потребности в квалифицированных кадрах, а также системы информационного обеспечения и взаимодействия участников отрасли в рамках технологического развития
<p>Воссоздание и развитие кадрового и технического научного потенциала</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Организация в системе топливно-энергетического комплекса федеральных и региональных центров науки и высоких технологий – Создание на базе частно-государственного партнерства испытательных полигонов и инженеринговой инфраструктуры для отработки образцов новой техники и технологий, включая создание необходимых условий и стимулов, а также кафедр для подготовки кадров – Создание в топливно-энергетическом комплексе целостной системы взаимодействия науки и бизнеса и развитой инновационной инфраструктуры (центры трансфера технологий, технопарки, бизнес-инкубаторы, центры подготовки кадров для инновационной деятельности и др.)

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<ul style="list-style-type: none"> – Содействие формированию инновационных кластеров, объединяющих ресурсы образовательных учреждений, научно-исследовательских институтов и современной инфраструктуры для стимулирования разработок и создания российских или локализованных поставщиков оборудования и технологических решений в приоритетных направлениях – Развитие стимулирующего налогообложения для инжиниринговых и проектных фирм, а также любых компаний, внедряющих передовые технологии в энергетике – Предоставление льготных налоговых условий компаниям энергетического сектора на первоначальный период освоения отечественных образцов новой техники и технологий
<p>Снижение зависимости предприятий ТЭК от импортных энергетических технологий и оборудования в результате их освоения российской промышленностью, а также использование международного сотрудничества для применения лучших мировых достижений и экспорта отечественных разработок, повышение инновационной активности, интенсивности участия компаний ТЭК в исследованиях и разработках</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Выявление и экономическая поддержка перспективных направлений научно-технической и инновационной деятельности, а также приоритетных технологий, комплексных технологических систем в ТЭК и смежных отраслях с учетом их прогнозируемой эффективности и мировых тенденций, государственная поддержка прикладных исследований и разработок – Создание объединенных лизинговых компаний для обеспечения организаций энергетического сектора передовыми технологиями и оборудованием – Локализация современных зарубежных технологий на российском рынке – Налоговое и нормативное стимулирование внедрения компаниями наилучших доступных технологий, в том числе разработка системы утверждения, обновления и применения справочников наилучших доступных технологий в целях технического и экологического регулирования – Создание реестра не производимого в России оборудования, используемого в отраслях топливно-энергетического комплекса, обеспечение его беспошлинного импорта в сочетаниями с мероприятиями по локализации его производства – Государственная поддержка импорта ключевых комплексных технологий (с обязательствами по их локализации), а также покупки зарубежных активов - технологических «доноров» – Освоение комплекса технологий добычи нефти и природного газа на арктическом шельфе – Государственная поддержка освоения и внедрения инновационных технологий в добыче углеводородов, в том числе в целях повышения коэффициента извлечения нефти
Ожидаемый результат:	
<ul style="list-style-type: none"> – Снижение среднего износа основных производственных фондов на 7% – Обеспечение доли затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство на уровне не менее 1,5 % – Увеличение среднегодовых заказов ТЭК на оборудование, материалы и строительство на 30 % – Увеличение доли отечественного оборудования в общих заказах ТЭК до 55-60% 	
Политика в недропользовании	

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
<p>Увеличение частных инвестиций в поисково-разведочные работы и государственных вложений в региональные геолого-съёмочные работы, изучение и освоение новых территорий и акваторий</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка концепции перехода на контрактную систему недропользования и формирование процедур оборота прав пользования недрами – Разработка и утверждение механизма реализации заявительного принципа предоставления прав пользования недрами для целей геологического изучения, применяемого в отношении малоизученных, малоосвоенных территорий, а также сокращение сроков для включения заявок компаний в перечень объектов, предоставляемых для геологического изучения; снижение перечня заявочных документов – Установление исчерпывающего списка случаев для проведения конкурсов, а также возможность проведения электронного аукциона на право пользования участками недр – Предоставление возможности изменения границ лицензионного участка в связи с технической ошибкой – Создание прозрачных процедур разрешения конфликтных ситуаций, связанных с освоением участков недр, и формирования проектных альянсов для совместной разработки участков недр – Реализация приоритетного права на разработку и добычу углеводородного сырья предприятий недропользователя, открывшего месторождение – Расширение в перспективе прав доступа к лицензиям на геологическое изучение, разведку и разработку месторождений углеводородов на континентальном шельфе для российских негосударственных компаний – Рассмотрение возможности закрепления понятия «национальная компания» и порядка отнесения к нему частных нефтегазовых компаний наряду с государственными – Поддержка малых и средних компаний за счет облегчения доступа к участкам недр, предоставления приоритетов при лицензировании, формирования механизмов оборота прав пользования недрами, возможностей отсрочек по уплате и/или снижения размеров платежа по факту открытия, введения вычетов на геологоразведку из НДС – Совершенствование механизмов государственного контроля за выполнением условий пользования недрами – Формирование системы взаимной увязки условий пользования недрами с государственными программными документами по выполнению геологоразведочных работ и добычи полезных ископаемых – Рассмотрение вопроса о внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах», предусматривающих выдачу лицензии по результатам аукциона, признанного несостоявшимся по причине наличия одного участника, единственному участнику аукциона, с условием выплаты разового платежа в размере стартового платежа аукциона плюс один шаг – Обеспечение синхронизации планов разработки месторождений углеводородов и планов по развитию соответствующей транспортной инфраструктуры – Стимулирование недропользователей к активизации инвестиций для проведения региональной геологоразведки, в том числе на арктическом шельфе – Проведение широкомасштабной апробации Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов – Реализация Плана мероприятий по введению в действие Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов – Реализация программ геологоразведки перспективных территорий и акваторий (континентального шельфа) и их

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<p>стимулирование</p> <ul style="list-style-type: none"> – Введение прозрачных критериев отнесения месторождений полезных ископаемых к стратегическим и уточнение их перечня применительно к топливно-энергетическим полезным ископаемым с исключением из него месторождений, не соответствующим указанным критериям, с увеличением в дальнейшем порога отнесения к участкам недр федерального значения – Рассмотрение вопроса о внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах», устанавливающих возможность проведения геологического изучения на всем протяжении действия лицензии на право пользования недрами без ограничений, как по глубине, так и площади лицензионного участка – Рассмотрение вопроса о внесении изменений в Налоговый кодекс Российской Федерации, позволяющие производить вычеты из затрат на ГРП, проводимых за счет пользователей недр, из суммы подлежащего уплате НДС – Осуществление комплексного оперативного мониторинга шельфовых проектов Российской Федерации – Внедрение современных электронных сервисов, нацеленных на расширение возможностей пользователей государственных услуг, сокращение сроков и процедур взаимодействия с агентством и службами – Создание интернет-портала для недропользователей и геологических организаций, что обеспечит внедрение принципа «единого окна»
Создание режима недропользования, стимулирующего полное и комплексное извлечение углеводородного сырья из недр, увеличение коэффициента извлечения нефти и внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи, более активное вовлечение в эксплуатацию нетрадиционных видов углеводородного сырья	<ul style="list-style-type: none"> – Продолжение градуированного внедрения налоговых льгот, стимулирующих использование современных методов увеличения извлечения сырья, более активное вовлечение в эксплуатацию нетрадиционных видов углеводородного сырья – Снятие инфраструктурных, технологических и иных барьеров, препятствующих утилизации ПНГ
Развитие рынка российских независимых сервисных и инженеринговых услуг в сфере недропользования	<ul style="list-style-type: none"> – Реализация Стратегии локализации производства оборудования и развития нефтегазосервисного сектора для шельфовых месторождений и участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти на период до 2020 года
Ожидаемый результат:	
<ul style="list-style-type: none"> – Достижение отношения среднегодового прироста балансовых запасов основных видов топлива к среднегодовым объемам их добычи на уровне не менее 1 	
Региональная энергетическая политика	
Обеспечение опережающего роста энергетической эффективности	<ul style="list-style-type: none"> – Упорядочивание разработки и мониторинга реализации региональных программ энергоснабжения и повышения энергоэффективности и обеспечение их согласованности между собой и с федеральным законодательством

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
экономики в европейской части страны	<ul style="list-style-type: none"> – Софинансирование из федерального бюджета расходных обязательств субъектов Российской Федерации на реализацию лучших региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности – Стимулирование использования ВИЭ в местных ТЭБ
Обеспечение опережающего социально-экономического развития восточных районов с приоритетом энергоемких производств при сдерживании роста цен на энергию для потребителей	<ul style="list-style-type: none"> – Гармонизация федеральных программ и стратегий развития отдельных отраслей топливно-энергетического комплекса с программами и стратегиями социально-экономического развития восточных регионов – Обеспечение реализации региональных стратегических инициатив государства и бизнеса по созданию кластеров и новых топливных баз в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и полуострове Ямал с подготовкой энергетического освоения Арктики – Усиление контроля за исполнением северного завоза, резервами топлива и энергетических мощностей в потенциально уязвимых регионах
Комплексное развитие региональной энергетики с увеличением уровня самообеспеченности регионов	<ul style="list-style-type: none"> – Оптимизация распределения полномочий и ответственности между органами федеральной и региональной исполнительной власти – Завершение законодательного разграничения полномочий и ответственности в сфере энергосбережения, в отношении обеспечения надежности и безопасности энергоснабжения, а также мер регулирования в энергетическом секторе между федеральными, региональными органами исполнительной власти и органами местного самоуправления – Создание системы координации региональных энергетических стратегий и программ с Энергетической стратегией России и Генеральными схемами размещения отраслей ТЭК – Совершенствование методов и нормативов государственного регулирования региональных цен и тарифов в области энергетики при сдерживании роста цен на энергию для потребителей – Обеспечение эффективного использования государственного материального резерва для оказания регулирующего воздействия на региональные рынки ТЭР в форме товарных интервенций в случае возникновения чрезвычайных ситуаций – Формирование эффективной федеральной политики, стимулирующей модернизацию региональных систем теплоснабжения – Создание эффективной системы выработки и реализации единой государственной политики в сфере теплоснабжения, включая регламентацию распределения полномочий и ответственности между органами федеральной и региональной исполнительной власти – Обеспечение достаточной пропускной способности энерготранспортной инфраструктуры (газопроводы, электрические сети) в пиковые периоды энергопотребления – Развитие электросетевой инфраструктуры – Проведение срочных мер по восстановлению инфраструктуры теплоснабжения – Модернизация региональных систем теплоснабжения на основе экономически эффективного сочетания централизованного и децентрализованного теплоснабжения – Стимулирование использования ВИЭ в местных ТЭБ – Повышение доли местных источников энергии в региональных ТЭБ

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<ul style="list-style-type: none"> – Развитие распределённой генерации и интегрированных систем электро-, тепло- и газоснабжения, в том числе на базе НВИЭ и с использованием интеллектуальных сетей
<p>Экономически эффективное обеспечение энергетической безопасности Крымского федерального округа и Калининградской области</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка методики мониторинга состояния энергетической безопасности страны и ее регионов и хода реализации Доктрины энергетической безопасности России – Ликвидация «узких мест» в энергоснабжении регионов – Формирование обязательной системы резервирования топлива – Стимулирование использования местных ТЭР – Интеграция теплоснабжения Республики Крым и Севастополя в тепловое хозяйство России путем формирования единой нормативно-правовой базы, технической политики, финансово-экономических механизмов, организационной системы управления этой сферы деятельности
<p>Ожидаемый результат:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Существенное повышение самообеспеченности федеральных округов: Северо-Западного - с 78 до 80 %, Южного - с 42 до 66 %, Северо-Кавказского - с 82 до 106 %, Крымского - с 46 до 55 %, Дальневосточного - с 214 до 218 % 	
<p>Экологическая и климатическая политика в энергетике</p>	
<p>Повышение эффективности всех форм контроля размеров выбросов загрязняющих веществ и соблюдения экологических требований при реализации инвестиционных проектов в энергетике и текущей эксплуатации энергетических объектов</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Создание системы мониторинга и информационно-аналитических систем контроля экологических и природоохранных рисков, а также выбросов парниковых газов от энергетических источников – Принятие проекта федерального закона «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в части финансового обеспечения работ по ликвидации или консервации горных выработок и иных сооружений, связанных с пользованием недрами, рекультивации использованных земель и ликвидации экологических последствий ведения горных работ) – Развитие системы экологического аудита применительно к организациям всех форм собственности, осуществляющим хозяйственную деятельность в топливно-энергетическом комплексе
<p>Создание и стимулирование применения экологически чистых, малоуглеродных и ресурсосберегающих технологий, а также развитие систем утилизации отходов энергетического производства</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Совершенствование системы оплаты предприятиями нанесенного экологического ущерба – Сокращение образования отходов производства и обеспечение безопасного обращения с ними, реализация мероприятий по утилизации отходов – Стимулирование проведения рекультивации земель и других технических и организационных мероприятий по компенсации ущерба, наносимого природной среде при функционировании ТЭК – Рассмотрение вопроса о восстановлении механизма льготного налогообложения имущества, используемого для целей охраны окружающей среды, обеспечения экологической безопасности и рационального использования природных ресурсов – Стимулирование применения современных «зелёных» технологий в ТЭК – Развитие систем утилизации отходов энергетического производства, развитие энергетических технологий переработки бытовых и промышленных отходов, создание энерготехнологических систем безотходного использования природных ресурсов

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<ul style="list-style-type: none"> – Поддержка разработки перспективных технологических решений, направленных на сокращение выбросов парниковых газов; развитие инструментов стимулирования их сокращения, включающих меры финансово-экономического и административного характера – Минимизация объемов сжигания ПНГ на факелах – Расширение производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии и особенно ядерной энергетики при решении проблемы отработанного ядерного топлива в рамках радиационно-эквивалентного оборота материалов в ядерно-топливном цикле – Увеличение производства высококачественного моторного топлива с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующего международным нормам и стандартам – Повышение квалификации персонала, обслуживающего энергообъекты, ответственного за промышленную и экологическую безопасность производства – Проведение и стимулирование научных исследований, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду и экологических рисков, в целях формирования условий гармоничного развития всей системы «природа-общество-человек»
Гармонизация норм российского и международного экологического законодательства	<ul style="list-style-type: none"> – Внедрение перспективных регламентов, стандартов и норм, соответствующих мировым стандартам, и обеспечение их исполнения – Интеграция показателей устойчивого развития в систему ключевых показателей деятельности на корпоративном уровне и корпоративное управление, развитие нефинансовой отчетности, повышение качества отчетности по устойчивому развитию, внедрение международных стандартов социальной ответственности, включая ISO 26000, стандарта экологического менеджмента ISO 14001 – Принятие комплекса мер по развитию систем экологического мониторинга и информационно-аналитических систем контроля и управления безопасностью – Повышение открытости и доступности экологической информации, своевременного информирования заинтересованных сторон об авариях, их экологических последствиях и мерах по их ликвидации; усиление взаимодействия с общественными экологическими организациями и движениями
Ожидаемый результат:	
<ul style="list-style-type: none"> – Снижение удельных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сброса загрязненных сточных вод в водоемы, образования отходов предприятиями энергетического сектора на 25 % и более – Обеспечение уровня эмиссии парниковых газов на уровне 71 % от уровня 1990 года 	
Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетическом секторе	
<i>Социальная политика в энергетическом секторе</i>	
Расширение сферы и качества энергетических услуг потребите-	– Обеспечение внедрения Правил предоставления коммунальных услуг, которые определяют ключевые параметры услуг теплоснабжения (температура, влажность, воздухообмен в помещении, качество горячего водоснабжения);

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
<p>лям, в том числе за счет их энерго-снабжения высокоэффективными конечными продуктами (электро-энергией, газом, теплом, моторными топливами)</p>	<p>завершение регламентации взаимоотношений поставщиков коммунальных ресурсов (электроэнергия, тепло, горячая и холодная вода, водоотведение, поставка газа) и исполнителей коммунальных услуг (управляющих компаний и ТСЖ)</p> <ul style="list-style-type: none"> – Завершение регламентации взаимоотношений поставщиков коммунальных ресурсов (электроэнергия, тепло, горячая и холодная вода, водоотведение, поставка газа) и исполнителей коммунальных услуг (управляющих компаний и ТСЖ) – Расширение использования механизма публичных слушаний при реализации инвестиционных проектов для более полного учета экологических и социальных ограничений – Привлечение населения к обсуждению крупных энергетических проектов в регионах, обязательный учет интересов местного населения при их реализации – Стимулирование создания публичных энергетических компаний за счет обеспечения им льготных условий получения государственных гарантий и кредитов, страхования инвестиций – Привлечение населения к участию в управлении публичными компаниями через пенсионные фонды и иные формы организации коллективных инвестиций
<p>Развитие интегрированных систем электро-, тепло- и газоснабжения, ориентированных на обеспечение конечного эффекта – удобства и комфорта в жилом секторе и социальной сфере</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Скоординированное (в зависимости от структуры нагрузки в общественном секторе) развитие централизованных источников и распределенной генерации, автономных и локальных энергоисточников (в том числе ВИЭ, крышных котельных, биотопливных и теплонасосных установок, индивидуальных топливных элементов и т.п.) для непосредственного удовлетворения потребительских нужд граждан и муниципалитетов; – Стимулирование развития управляемых Smart Grid и Micro Grid-систем с повышением роли человека как «активного» потребителя, управляющего собственным энергообеспечением
<p>Повышение надежности энерго-снабжения населения страны по доступным ценам при обеспечении снижения доли расходов семейного бюджета граждан на энергоснабжение</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Повышение юридической ответственности энергетических компаний за энергоснабжение населения; усиление общественного контроля над деятельностью компаний в сфере поставок энергоресурсов населению – Внедрение обязательных норм обеспечения резервного (автономного) энергоснабжения для социально значимых объектов жилищно-коммунальной и бюджетной сферы – Экономическое стимулирование потребителей к обеспечению более равномерного по часам суток использования электрической энергии – Ликвидация практики ведомственного энергоснабжения населения за счет крупных промышленных предприятий и организаций – Совершенствование регулирования, в том числе антимонопольного, розничных цен на энергию (газ, тепло, электричество, нефтепродукты) с целью поддержания приемлемой доли затрат населения на необходимое энергообеспечение – Продолжение и расширение на первом этапе реализации Стратегии эксперимента по введению адресных субсидий на оплату энергоносителей с дальнейшим полным переходом от перекрестного субсидирования цен на энергию между группами потребителей к адресным субсидиям уязвимым слоям населения, социально значимым и стратегическим объектам за счет средств бюджетов субъектов Российской Федерации на оплату энергоносителей и определению порядка расчета социальной нормы потребления электроэнергии с учетом межрегиональных различий на ос-

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<p>нове федеральных стандартов оплаты жилого помещения и коммунальных услуг</p> <ul style="list-style-type: none"> – Усиление общественного и государственного контроля за соблюдением платежной дисциплины за услуги ЖКХ – Привлечение граждан и общественных организаций к более полному и эффективному учету потребляемых энергоресурсов и энергосбережению – Предоставление субсидий субъектам Российской Федерации в целях недопущения резкого роста цен (тарифов) на электрическую энергию (услуги по передаче) для потребителей
<p>Создание безопасных условий труда на предприятиях ТЭК, снижение аварийности и травматизма, сокращение доли работников ТЭК, занятых во вредных и (или) опасных условиях труда</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Создание и обеспечение эффективного функционирования комплексной системы профилактики заболеваемости и травматизма на предприятиях топливно-энергетического комплекса и восстановления здоровья работников – Введение компетенций в области охраны труда и управления профессиональными рисками в федеральные государственные образовательные стандарты высшего профессионального образования для инженерных и управленческих специальностей – Повышение квалификации персонала, ответственного за промышленную и экологическую безопасность энергетического производства
<p>Совершенствование социальной инфраструктуры в основных угольных и нефтегазодобывающих регионах страны, в том числе, в целях перепрофилирования их деятельности после завершения активной стадии освоения месторождений, а также обеспечение достойных социальных льгот, гарантий и компенсаций работникам ТЭК на основе социальных стандартов, закрепленных в отраслевых соглашениях между работодателями отрасли и профессиональными союзами работников</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение всех социальных условий работы персонала в сложных условиях освоения новых районов, в том числе вахтовым способом за счет использования мобильных систем социальной инфраструктуры – Реализация специальных рекреационно-реабилитационных программ для работников в сфере ТЭК, осуществляющих деятельность вахтовым методом – Налоговое стимулирование строительства малосемейных общежитий для молодых специалистов, инженерной и социальной инфраструктуры (жилья, школ, детских дошкольных учреждений, медицинских учреждений, учреждений культуры и спорта, автодорог) как на региональном, так и на муниципальных уровнях за счет средств работодателей
<p><i>Развитие человеческого потенциала в энергетическом секторе</i></p>	
<p>Создание условий для устранения дисбалансов состава кадров необходимых квалификаций и системы их подготовки в соответствии с требованиями отраслей ТЭК при повышении эффективности систе-</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Формирование государственного заказа системе образования (в том числе контрольных цифр приема в государственные образовательные учреждения по направлению ТЭК) – Создание опережающей системы подготовки кадров для ТЭК и смежных отраслей, обеспечивающей восприимчивость новых кадров к развитию энергетики будущего – Развитие целевой контрактной подготовки кадров для предприятий ТЭК – Поддержка вузов энергетической направленности посредством оснащения современным оборудованием, совер-

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
<p>мы управления образовательным процессом и усилении взаимодействия образовательных организаций высшего образования с компаниями ТЭК</p>	<p>шенствования лабораторной базы и др.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Создание на принципах сетевого взаимодействия отраслевых образовательных кластеров, создание совместно с ведущими компаниями крупных инжиниринговых и проектных центров – Внедрение и совершенствование современных организационных моделей образовательных организаций, в частности: модель научно-образовательного и производственного кластера, в которой исследовательская работа тесно сопряжена с образовательным процессом и внедрением научных разработок; модель сетевого взаимодействия образовательных организаций (консорциума), согласно которой изучение отдельных модулей может проходить в различных образовательных организациях по выбору учащегося – Внедрение современных методов обучения, в том числе: дистанционного образования с помощью on-line технологий; дуального образования, позволяющего совместить теоретическую подготовку на базе образовательной организации и практическую на базе рабочего места в компании; проектного подхода, включающего участие преподавателей инновационных дисциплин и студентов в проектах, создающих инновационные технологии и направленных на решение конкретных задач бизнеса и государства; инициатив по реформированию инженерного образования (CDIO), направленных на углубление у студентов практических знаний и технических основ профессии, а также на формирование навыков в создании и эксплуатации новых продуктов – Актуализация образовательных программ с учетом потребностей рынка, в частности: включение в образовательные программы учебных курсов по развитию навыков междисциплинарного взаимодействия, командной работы и управления проектами, позволяющих студенту вырабатывать оптимальное решение поставленной задачи; регулярное обновление образовательных стандартов; привлечение отраслевого бизнеса к разработке образовательных программ – Направление преподавательских кадров на стажировку в энергетические компании, организации РАН, отраслевые институты, исследовательские центры и центры компетенций – Повышение конкурентоспособности отечественных специалистов и образовательных программ за счет прохождения международной аккредитации и вхождения российских образовательных организаций высшего образования в число лучших энергетических университетов мира
<p>Нормативное закрепление и формирование целостного сегмента в области взаимодействия и мотивации к сотрудничеству в сфере развития человеческого капитала между Министерством энергетики Российской Федерации, объединениями работодателей, профессиональными союзами и хозяйствующими субъектами ТЭК</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Принятие Стратегии развития человеческого капитала ТЭК и ее реализация – Предоставление налоговых льгот для предприятий и организаций, инвестирующих в государственные образовательные учреждения в части улучшения материально-технической базы государственных образовательных учреждений профессионального образования; выделения ресурсов на разработку программ профессионального образования; выделения персонала для осуществления преподавательской деятельности на предприятии; финансирования зарплаты преподавателям государственных учреждений профессионального образования и стипендий – Включение отраслей ТЭК в приоритетные направления развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечень критических технологий Российской Федерации, утвержденные Указом Президента Российской Федерации № 899 от 7 июля 2011 года
<p>Снижение дефицита кадров в от-</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Повышение привлекательности работы в ТЭК за счет формирования конкурентоспособного компенсационного

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
расли	<p>пакета, популяризации инженерных/рабочих профессий, развития социального партнерства между работодателем и работниками</p> <ul style="list-style-type: none"> – Инициирование и реализация молодежных проектов с целью выявления талантливой молодежи для отраслей ТЭК и формирование кадрового резерва отрасли – Совершенствование системы проектного управления кадровым потенциалом – Создание Центров компетенций по исследованиям и образованию и Центров подготовки и переподготовки рабочих кадров для ТЭК – Стимулирования высококвалифицированных кадров пенсионного возраста оставаться в отрасли во избежание потери компетенций при смене поколений – Организация тесного взаимодействия бизнеса и вузов для определения среднесрочных и долгосрочных потребностей в кадрах
Повышение производительности труда и квалификации персонала по традиционным и «прорывным» технологическим направлениям	<ul style="list-style-type: none"> – Включение оценки текущего состояния и перспективных прогнозов потребности в кадрах в государственную информационную систему ТЭК в соответствии с разработкой прогноза на краткосрочный, среднесрочный и долгосрочный периоды – Выполнение скоординированных мероприятий компаниями ТЭК, государством и системой образования при создании компаниями высокопроизводительных рабочих мест путем внедрения передовых технических решений, в том числе автоматизации, разработке компаниями ТЭК долгосрочных стратегий в области управления человеческим капиталом с указанием прогнозируемых потребностей в кадрах, позволяющих государству сформировать гарантированный заказ на выпускников к системе образования – Стимулирование переподготовки кадров ТЭК с учетом новых технологических вызовов – Пересмотр действующих в компаниях стандартов и нормативов, определяющих нормативную численность персонала ТЭК, с учетом внедрения новых технологий, возможности совмещения профессий, соблюдения техники безопасности – Разработка 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 – Формирование компаниями отдельного бюджета (в размере не меньше, чем соответствующая доля в фонде оплаты труда ведущих международных отраслевых компаний) на повышение квалификации, а также переподготовку сотрудников в профильных образовательных организациях – Включение в перечень специальностей в учреждениях высшего профессионального образования и специальностей научных работников, соответствующих приоритетным направлениям модернизации и технологического развития российской экономики, специальностей «Нефтегазовое дело», «Горное дело», «Прикладная геология», «Технология геологической разведки»
Ожидаемый результат:	
– Обеспечение доли затрат на энергию в доходах домохозяйств на уровне 8 %	

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение доли затрат на подготовку и обучение персонала в общем объеме затрат на технологические инновации на уровне не менее 0,4 % – Обеспечение ТЭК квалифицированными отечественными кадрами на уровне не менее 70 % 	
Внешняя энергетическая политика	
<p>Повышение конкурентоспособности основных видов российских энергоресурсов и продуктов их переработки на внешних рынках</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Ужесточение требований отбора экспортных проектов по показателям их экономической эффективности, и реализация целенаправленной политики по снижению издержек – Проведение скоординированной политики в области экспорта, связанной с выводом на внешние рынки взаимозаменяемых видов топлива – Снижение рисков транзита российских энергоносителей на экспортные рынки – Расширение долевого участия российских компаний в собственности и управлении транзитной энергетической инфраструктуры и защита уже существующих инвестиций – Реализация достигнутых договоренностей о долгосрочных условиях транзита российских энергоносителей со странами – транзитерами – Заключение новых долгосрочных соглашений по транзиту топливно-энергетических ресурсов, унификации технических условий работы энергосистем, техническому регулированию в энергетике – Развитие системы долгосрочных контрактов на поставку российских энергетических ресурсов и повышение их гибкости – Адаптация политики России на газовом рынке к новым тенденциям развития и трансформации регулирования (имплементация Третьего энергетического пакета, ожидаемое введение Целевой модели рынка природного газа) и защита интересов российских компаний, затрагиваемых указанными изменениями
<p>Обеспечение диверсификации направлений российского энергетического экспорта и его товарной структуры</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Создание благоприятных налоговых, тарифных и таможенных условий для диверсификации экспорта энергоресурсов, а также содействие созданию необходимой для этого транспортной инфраструктуры – Нарастивание присутствия России на энергетических рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона; осуществление строительства объектов инфраструктуры для экспорта ТЭР на рынке АТР – Развитие экспорта высококачественных нефтепродуктов и продукции нефтехимии
<p>Улучшение координации внешней энергетической политики с другими участниками рынков для выстраивания стабильных долгосрочных отношений с традиционными и новыми потребителями российских энергоресурсов</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Интенсификация диалога с ключевыми потребителями энергетических ресурсов и координация внешней энергетической политики России с планами и энергетическими стратегиями других участников рынка – Содействие привлечению на взаимовыгодных условиях зарубежных инвестиций и технологий, в первую очередь в технически сложные и рискованные проекты – Содействие расширению международного сотрудничества в области обеспечения экологической безопасности и противодействия изменению климата на планете, в том числе с привлечением новейших энерго- и ресурсосберегающих технологий, в интересах всего мирового сообщества – Координация деятельности на мировых рынках нефти и газа со странами Организации стран - экспортеров нефти и Форума стран - экспортеров газа – Обеспечение транспарентности энергетической политики Российской Федерации и координация ее энергетической стратегии с перспективными планами и энергетическими стратегиями других участников рынка (улучшение

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<p>качества статистики по энергетическому сектору, разработка стратегий и дорожных карт взаимодействия и др.)</p> <ul style="list-style-type: none"> – Укрепление разноформатного международного сотрудничества в Арктике; содействие развитию арктического региона, в том числе посредством активного развития Северного морского пути
<p>Обеспечение отражения национальных интересов России в трансформирующейся системе мировых энергетических рынков</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Создание российской системы анализа и прогнозирования мировой энергетики; разработка механизмов мониторинга изменений конъюнктуры внешних рынков ТЭР – Активное участие в международном переговорном процессе по энергетическим вопросам, обеспечение баланса интересов импортеров, экспортеров и транзитеров энергоресурсов в международных договорах и деятельности международных организаций – Содействие расширению международного сотрудничества в области обеспечения экологической безопасности и противодействия изменению климата на планете – Нарастивание международной кооперации в целях обеспечения стабильного роста использования природного газа как доступного и наиболее экологически чистого источника энергии, в различных формах, включая моторное топливо и промышленное сырье – Активное участие России в международном сотрудничестве по развитию технологий энергетики будущего (термоядерной и малой атомной энергетики; использования газогидратов и энергии морских приливов; системных, потребительских и транспортных аккумуляторов; интеллектуальных систем управления и др.) – Признание спорной территории (континентальной части арктического шельфа) исключительной экономической зоной России – Продолжение переговоров относительно урегулирования правового статуса зоны недропользования на дне Каспийского моря и обеспечение благоприятных для России условий и сроков их завершения – Проведение гидрографических работ, обеспечение международно-правового документального оформления внешней границы континентального шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане (в рамках утвержденной 20 февраля 2013 года Президентом Российской Федерации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года)
<p>Содействие развитию новых форм международного энергетического бизнеса и укреплению позиций российских компаний за рубежом</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Информационная, политическая и экономическая поддержка деятельности российских энергетических компаний за рубежом – Заключение межправительственных соглашений о сотрудничестве с учетом продвижения интересов российских энергетических компаний – Формирование стратегических альянсов и партнерств российских энергетических компаний с ведущими мировыми энергетическими компаниями – технологическими и рыночными лидерами – Государственная поддержка сделок по приобретению российскими компаниями активов за рубежом, особенно обеспечивающих производство продукции с высокой добавленной стоимостью, выход на конечных потребителей, а также потенциальных технологических доноров – Содействие обеспечению благоприятного и недискриминационного режима деятельности отечественных энергетических и сервисных компаний (а также иностранных компаний с долевым участием российских лиц) на мировых

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
	<p>рынках, включая их доступ к зарубежным рынкам энергоресурсов, технологий и рынкам конечного энергопотребления</p> <ul style="list-style-type: none"> – Создание благоприятных условий для привлечения иностранных партнеров в режиме международной кооперации – Содействие формированию общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства (сырой нефти, нефтепродуктов, природного газа, угля и электроэнергии) с едиными 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 – Модернизация и создание общей транспортной и энергетической инфраструктуры (в т. ч. для транзита энергоресурсов) в странах ЕАЭС – Создание общих ресурсно-производственных кластеров и производственных цепочек (в частности, в атомно-энергетическом, нефте- и газохимическом комплексах) в странах ЕАЭС – Реализация совместных проектов стран ЕАЭС, включая трансграничное сотрудничество в вопросах освоения зоны недропользования на дне Каспийского моря и решении водно-энергетических проблем
<p>Ожидаемый результат:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Увеличение доли Азиатско-Тихоокеанского региона в общем экспорте ТЭР до 25 % – Обеспечение доли газа в общем экспорте топлива и энергии на уровне 30 % – Увеличение объемов экспорта первичной энергии на 8 % – Увеличение выручки от экспорта топлива и энергии на 9 % 	

Мероприятия государственной энергетической политики первого этапа реализации Стратегии в нефтяной отрасли

Государственное регулирование внутренних энергетических рынков

- Совершенствование системы антимонопольного регулирования на региональных рынках нефтепродуктов
- Совершенствование механизмов и стимулирование развития биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами, в том числе на региональном уровне на базе существующих биржевых площадок, увеличение объемов биржевой торговли
- Внедрение и публикация единого ценового индикатора с использованием внутренних биржевых котировок в целях увеличения прозрачности внутреннего рынка нефти и нефтепродуктов
- Стимулирование повышения качества моторных топлив и глубины переработки нефти
- Обеспечение реализации комплекса мер по стимулированию использования газомоторного топлива
- Совершенствование экономических стимулов добычи и переработки высоко- и сверхвязкой нефти и переработки высокосернистой нефти
- Обеспечение государственной поддержки формирования нескольких групп нефтегазохимических кластеров (Поволжской, Прикаспийской, Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Дальневосточной).с обеспечением для малых и средних компаний доступа к получаемым ранним стадиям передела полупродуктов (с целью расширения выпуска малотоннажной наукоемкой химической продукции более высоких стадий передела)
- Государственная поддержка проектов по развитию трубопроводного транспорта сырья для нефте- и газохимии
- Поддержание экономически обоснованных тарифов на перевозку продукции нефтегазохимии на основе механизма долгосрочного тарифообразования, учитывающего интересы всех участников перевозочного процесса и необходимость ускоренного развития транспортной инфраструктуры, обеспечивающих конкурентоспособность российской продукции на экспортных рынках и наращивание внутреннего потребления

Налоговая и таможенная политика в энергетике

- Продолжение работы по повышению гибкости и систематизации ставок НДС на нефть, газ, газовый конденсат по результатам мониторинга применения положений, установленных Федеральным законом от 30.09.2013 №263-ФЗ, Федеральным законом от 30.09.2013 №268-ФЗ, Федеральным законом от 23.07.2013 №213-ФЗ
- Обеспечение возможности применения льготных налоговых режимов для месторождений и проектов (снижение ставок НДС или ввод каникул по экспортной пошлине) в целях стимулирования роста запасов, вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти (высоковязкой нефти, нефти плотных коллекторов, нефти арктического шельфа), а также для стимулирования добывающих компаний к применению высокотехнологичных методов увеличения нефтеотдачи пласта, для чего необходимо:
 - Определение четких критериев месторождений, которые могут попасть под действие льготного режима недропользования;
 - Составление перечня месторождений, попадающих под льготный режим недропользования;
 - Определение срок действия льготного режима для этих месторождений.
- Проведение тестирования систем налогообложения финансового результата, для чего целесообразно провести:
 - Разработку нормативно-правовой базы для применения систем налогообложения финансового результата;
 - Отбор проектов, различных компаний, как крупных ВИНК, так и малых нефтяных компаний для тестирования режима;
 - Оценку эффектов, которые может оказать переход на новую систему налогообложения на объемы добычи нефти, внутренние цены на

нефтепродукты, налоговые поступления от нефтяной отрасли в бюджет в краткосрочной и долгосрочной перспективе;

- Разработку системы администрирования и учета поступлений от выплат НФР в российский бюджет;
- По результатам реализации пилотных проектов оценить собираемость и эффективность налоговой системы, на основании экспертных заключений принять решение о целесообразности применения подобного налогового режима в стране

- Осуществление «налогового маневра» в нефтяной отрасли с поэтапным снижением ставок экспортной таможенной пошлины на сырую нефть и светлые нефтепродукты при повышении ставки НДС при добыче нефти
- Обеспечение дополнительного налогового стимулирования малых нефтяных компаний с низкорентабельными месторождениями посредством предоставления льгот, каникул по уплате НДС или включением их проектов в состав пилотных по тестированию системы НФР
- Обеспечение гармонизации налоговой и таможенно-тарифной политики, снижения ставок акцизов на основные моторные топлива, гармонизации и дифференциации экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты, что позволит сдерживать рост цен на нефть и ключевые нефтепродукты на внутреннем рынке
- Продолжение работы по мониторингу системы таможенных ставок на экспорт сырой нефти и различных нефтепродуктов
- Сохранение дифференциации акцизов на нефтепродукты в зависимости от экологического класса бензина и дизельного топлива
- Сохранение регрессивной ставки акцизов в зависимости от качества (класса) топлива при поэтапном снижении ставок акцизов

Научно-техническая политика в энергетике

- Создание и широкое применение отечественных программно-аппаратных комплексов, оборудования и приборов для моделирования и управления геолого-техническими мероприятиями в процессе разработки месторождений
- Проработка подходов к освоению и разработке новых типов залежей нефти на основе отечественных фундаментальных и прикладных исследовательских работ
- Освоение комплекса технологий добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти (баженовской свиты, пластов с низкой проницаемостью, повышенной вязкостью и т.п.)
- Освоение комплекса технологий эксплуатации комплексных нефтегазовых месторождений сложного состава
- Освоение комплекса технологий для поддержания добычи на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки
- Предоставление льготных условий для производства оборудования для добычи углеводородов на арктическом шельфе на отечественных промышленных площадках (требования по локализации, механизмы таможенных пошлин)
- Разработка и применение для сооружения объектов длительной эксплуатации в условиях Ямала и Арктики решений повышенной надежности, сохраняющих несущую способность мерзлоты и температурный режим работы сооружений на весь период эксплуатации
- Организация совместных предприятий ведущих российских нефтегазовых компаний, отечественных судостроительных компаний и ведущих иностранных компаний – мировых технологических лидеров по строительству буровых платформ
- Освоение и внедрение специализированного подводного оборудования для успешного освоения шельфовых месторождений, особенно в акваториях арктических морей, характеризующихся сложными и тяжелыми ледовыми условиями
- Освоение комплекса технологий использования ПНГ и газоконденсатных жидкостей
- Обеспечение технических мероприятий, направленных на увеличение числа процессов глубокой переработки нефтяных остатков на отечественных НПЗ
- Решение проблемы изменения качества нефти, включая вопросы снижения доли серы

- Развитие отечественных технологий глубокой переработки «тяжелой» нефти
- Внедрение современных технологий по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей, изомеризации и алкилированию
- Совершенствование технического регулирования строительства и эксплуатации нефтегазохимических производств
- Государственное финансирование приоритетных направлений НИОКР, учитывающих потребности нефтегазохимических организаций, обеспечение отрасли требуемым количеством квалифицированных специалистов со знанием современных технологий и достижений
- Предоставление налоговых льгот для компаний, осуществляющих НИОКР в рамках приоритетных направлений в нефтегазохимической отрасли

Политика в недропользовании

- Реализация заявительного принципа получения лицензий на право ведения работ по поиску ресурсов и разведке запасов нефти, переход к обороту прав на пользование недрами и упрощение процедуры получения разрешений на строительство скважин и промысловых сооружений
- Уточнение порядка санкционирования отступления от уровней добычи нефти, установленных лицензией и (или) техническим проектом на разработку месторождения
- Децентрализация и упрощение процедур регулирования процессов освоения залежей и месторождений, прежде всего, сильно выработанных и относимых к новым типам залежей углеводородов
- Совершенствование правового регулирования разработки месторождений углеводородного сырья и исключение правовых коллизий, касающихся «подтоварных вод», при проведении надзорных мероприятий за деятельностью недропользователей при добыче нефти и газа
- Рассмотрение возможности использования механизма СРП (на новых условиях) для особо сложных проектов разведки и разработки нефтегазовых ресурсов
- Продолжение градуированного внедрения налоговых льгот, стимулирующих использование современных методов увеличения извлечения сырья, более активное вовлечение в эксплуатацию нетрадиционных видов углеводородного сырья
- Определение правового статуса испытательных полигонов, с целью добычи нетрадиционных видов углеводородного сырья, а также специального порядка предоставления их в пользование
- Осуществление комплексного мониторинга реализации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, с предложениями по их дальнейшей реализации
- Принятие нормативных правовых актов, стимулирующих сокращение загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ и повышения уровня его использования
- Обеспечение ускоренной амортизации оборудования для утилизации попутного нефтяного газа
- Продолжение внедрения дополнительных коэффициентов при расчете платы за выбросы вредных (загрязняющих) веществ, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках
- Освобождение от таможенного обложения машин и оборудования для утилизации попутного нефтяного газа, не имеющие российских аналогов
- Обеспечение эффективной реализации решений о предоставлении первоочередного доступа к свободным мощностям газотранспортных и газораспределительных сетей для транспортировки сухого отбензиненного газа, получаемого в результате переработки ПНГ, а для электроэнергии, выработанной в результате сжигания ПНГ – приоритетного доступа на оптовый рынок электроэнергии
- Реализация Стратегии локализации производства оборудования и развития нефтегазосервисного сектора для шельфовых месторождений и участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти на период до 2020 года

Экологическая и климатическая политика в энергетике

- Минимизация объемов сжигания ПНГ на факелах
- Увеличение производства высококачественного моторного топлива с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующего международным нормам и стандартам

Внешняя энергетическая политика

- Определение оптимального уровня транзита нефти сопредельных стран через российскую территорию, в том числе в целях более полной загрузки мощностей по транспортировке нефти, которые будут высвободаться в результате перераспределения экспорта нефти с запада на восток
- Освоение месторождений Восточной Сибири Дальнего Востока, для расширения ресурсной базы, предназначенной для экспорта в страны Азиатско-Тихоокеанского региона
- Поддержание и расширение экспортной инфраструктуры дальневосточных портов для обеспечения поставок на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона
- Сохранение и модернизация системы таможенных ставок на экспорт сырой нефти и различных нефтепродуктов, стимулирующих экспорт высококачественных нефтепродуктов
- Регулирование экспортных пошлин на СУГ, нефть и продукты нефтехимического производства с целью предоставления ценовых преимуществ внутренним производителям
- Координация деятельности на мировых рынках нефти и газа со странами Организации стран - экспортеров нефти
- Расширение присутствия российских компаний в зарубежных технологических цепочках от добычи до переработки и реализации жидких углеводородов

Мероприятия государственной энергетической политики первого этапа реализации Стратегии в газовой отрасли

Государственное регулирование внутренних энергетических рынков

- Обеспечение поэтапного расширения биржевой торговли природным газом в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 323 от 16 апреля 2012 года с дальнейшим наращиванием объемов и последующим переходом к использованию их биржевых цен в основном ценовом маркере для внутреннего рынка
- Обеспечение обязательного резервирования мощностей транспортных систем для функционирования биржевой торговли природным газом
- Совершенствование внутреннего рынка газа с выравниванием условий для всех его участников и проработка ко второму этапу Стратегии модели дальнейшего функционирования рынка с учетом складывающихся рыночных, социально-экономических и политических условий
- Завершение разделения естественно-монопольных видов деятельности от конкурентных в системе ОАО «Газпром»
- Решение проблемы пользования подземными хранилищами газа
- Обеспечение государственной поддержки формирования нескольких групп нефтегазохимических кластеров (Поволжской, Прикаспийской, Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Дальневосточной).с обеспечением для малых и средних компаний доступа к получаемым ранним стадиям передела полупродуктов (с целью расширения выпуска малотоннажной наукоемкой химической продукции более высоких стадий передела)
- Государственная поддержка проектов по развитию трубопроводного транспорта сырья для нефте- и газохимии
- Поддержание экономически обоснованных тарифов на перевозку продукции нефтегазохимии на основе механизма долгосрочного тарифообразования, учитывающего интересы всех участников перевозочного процесса и необходимость ускоренного развития транспортной инфраструктуры, обеспечивающих конкурентоспособность российской продукции на экспортных рынках и наращивание внутреннего потребления
- Разработка механизма ценообразования на продукты разделения (фракционирования) для природного газа (фракция C2+)

Налоговая и таможенная политика в энергетике

- Внедрение установленного Федеральным закон от 30.09.2013 N 263-ФЗ нового порядка исчисления суммы налога на добычу полезных ископаемых при добыче природного газа и газового конденсата с учётом особенностей их добычи, глубины залегания залежи, геологических и географических особенностей месторождений, а также ценовой конъюнктуры на мировом и внутреннем рынках сбыта
- Сохранение действующих льгот по НДС при добыче нефти и природного газа на шельфе арктических морей и на Ямале и таможенно-тарифного регулирования экспорта СПГ из указанных районов
- Налоговое стимулирование добычи низконапорного газа старых месторождений

Ценовая политика в энергетике

- Введение (после преодоления экономического спада) долгосрочного правила повышения (с ориентацией на индекс инфляции) верхних значений регулируемых государством цен и тарифов в газовой промышленности
- Подготовка к ликвидации на втором этапе Стратегии перекрестного субсидирования
- Продолжение работы по поэтапному повышению внутренних цен на природный газ при переходе от их регулирования к рыночным механизмам, учитывая необходимость сглаживания ценовых шоков для потребителей и в увязке с изменением ставок НДС и таможенных пошлин на природный газ и с учетом специфики ценообразования в различных территориальных зонах внутреннего рынка газа

– Формирование условий для перехода от регулирования оптовых цен на газ к регулированию тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам

Научно-техническая политика в энергетике

– Проведение специализированных исследований по разработке технологий поиска и добычи нетрадиционных газовых ресурсов; создание новых технологий и технических решений для эффективного извлечения сеноманского газа

– Освоение комплекса технологий и высокоэффективных модульных установок для разработки значительных трудноизвлекаемых запасов низконапорного газа и др.

– Освоение комплекса технологий для разработки залежей ачимовского нефтегазоносного комплекса Надым-Пур-Газовского региона, отличающихся сложным геологическим строением и аномально высоким пластовым давлением (более 600 атмосфер)

– Разработка и освоение комплекса технологий для разработки залежей жирных сероводородсодержащих газов Прикаспийского бассейна, залегающих под мощной толщей соленосных отложений и характеризующихся сложным геологическим строением

– Освоение в России производства широкой гаммы современных технических средств (исходя из многообразия климатических, гидрологических и ледовых условий шельфа), включая морские буровые установки различного типа (СПБУ, ППБУ, МЛБУ, буровые суда и т. д.), добывающие технологические платформы (стационарные ледостойкие, судового типа, а также типа SPAR, TLP и т.д.), суда-газовозы

– Освоение в России строительства современных объектов береговой инфраструктуры, включая специализированные порты с отгрузочными терминалами для транспортировки СПГ и для обслуживания судов обеспечения, базы ремонта технологического оборудования, в том числе оборудования подводных комплексов

– Внедрение автоматизированных систем управления и телемеханики, улучшение технического состояния газоперекачивающих агрегатов, внедрение высокоэффективных газотурбинных приводов для газоперекачивающих агрегатов с высоким коэффициентом полезного действия, а также расширение использования газоперекачивающих агрегатов с регулируемым электроприводом

– Разработка более простых и эффективных отечественных технологий конверсии природного газа, рассчитанных на эксплуатацию в условиях российских промыслов (создание малогабаритных реакторов и высокоэффективных катализаторов для конверсии синтез-газа в метанол, синтетическую нефть, ДМЭ, бензин, ароматические углеводороды)

– Формирование в технологической платформе «Глубокая переработка углеводородной базы» отдельного направления «Глубокая переработка газа», включающего метановую химию и этановую химию и объединяющего технологические процессы и разработки по этому вопросу

– Освоение современных нефтегазохимических технологий и процессов, обеспечивающих получение из природного и попутного нефтяного газа жидкого топлива и эффективную конверсию метана в низшие олефины (этилен, пропилен и бутилены)

Региональная энергетическая политика

– Своевременное обновление оборудования и труб газотранспортной системы, исключаящее снижение ее пропускной способности, а также дальнейшее строительство региональной магистральной и газораспределительной инфраструктуры

Внешняя энергетическая политика

– Адаптация политики России на газовом рынке к новым тенденциям развития и трансформации регулирования (имплементация Третьего энергетического пакета, ожидаемое введение Целевой модели рынка природного газа) и защита интересов российских компаний, затрагиваемых указанными изменениями

– Завершение переговоров с Китаем по вопросам условий поставок природного газа

- Развитие энергодиалога и системы взаимоотношений с азиатскими потребителями природного газа
- Продолжение либерализации режима экспорта СПГ; обеспечение реализации положений Федерального закона Российской Федерации от 30.11.2013 №318-ФЗ «О внесении изменений в статьи 13 и 24 Федерального закона «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности» и статьи 1 и 3 Федерального закона «Об экспорте газа»
- Координация деятельности на мировых рынках нефти и газа со странами Форума стран - экспортеров газа
- Нарастивание международной кооперации в целях обеспечения стабильного роста использования природного газа как доступного и наиболее экологически чистого источника энергии, в различных формах, включая моторное топливо и промышленное сырье

Мероприятия государственной энергетической политики первого этапа реализации Стратегии в угольной промышленности

Государственное регулирование внутренних энергетических рынков

- Разработка и реализация комплекса мер по стимулированию биржевой торговли угольной продукцией
- Стимулирование развития угольной энергетики (стимулирующее налогообложение, ускоренная амортизация, льготное кредитование, страхование рисков, упрощение процедур землеотвода и прочее)
- Проработка возможности корректировки тарифов на перевозки угля железнодорожным и водным транспортом с учётом цен на внешних рынках

Налоговая и таможенная политика в энергетике

- Разработка и внедрение новых подходов к налогообложению добычи угля, а в долгосрочной перспективе – внедрение рентного подхода при налогообложении добычи угля
- Установление таможенных пошлин на импортируемый коксующийся уголь при освобождении от обложения таможенными пошлинами машин и оборудования для угольной промышленности, не имеющих российских аналогов
- Рассмотрение вопроса о совершенствовании НДС на уголь, включая освобождение от его уплаты на начальном и конечном этапах добычи, дифференциацию ставок налога с учётом условий конкуренции угля с другими видами топлива, формирование механизма «защиты» целевого использования экономии финансовых средств от скидок с НДС по факторам опасности работ при добыче угля, индексирование составляющих частей НДС на основе биржевых котировок цен на уголь, регистрируемых на товарно-сырьевой бирже

Научно-техническая политика в энергетике

- Разработка и реализация программы стандартизации «Развитие угольной промышленности»
- Широкое использование техники и технологий, обеспечивающих повышение качества добываемого угля, создание оборудования для производства, транспортировки и хранения стандартизованного угольного топлива
- Развитие сервисных и вспомогательных предприятий (аутсорсинг) для обслуживания основного бизнеса угледобывающих компаний, создание специализированных компаний, выполняющих комплекс научно-исследовательских, проектно-конструкторских и внедренческих работ, в том числе в области дегазации шахт
- Регулярный технический аудит состояния основных фондов угледобывающих предприятий, разработка и внедрение технических регламентов, включая установление стандартов качества по видам потребления угля, организация сертификации продукции, внедрение на предприятиях международных стандартов качества
- Дальнейшее совершенствование информационно-аналитического обеспечения в угольной промышленности
- Государственная поддержка проектов глубокой переработки и обогащения угля; развития производства синтетического жидкого топлива, газообразных продуктов глубокой переработки угля; развития комплексного использования сопутствующих ресурсов и отходов переработки угля; развития энерготехнологических кластеров
- Освоение технологий газификации угля, что позволит повысить КПД энергоблоков (энергоустановок) до 46–52 %, технологий сжигания углей в кипящем слое, развитие технологий энерготехнологического использования твердых топлив, что даст возможность получать кроме электроэнергии искусственное жидкое топливо, калорийный газ и твердый остаток в виде полуккокса и золы

- Автоматизация производственных процессов по добыче угля, разработка новых технологий и оборудования для эффективной дегазации угольных пластов, оборудования и средств защиты от взрыва метана и угольной пыли
- Оптимизация процессов проектирования горных предприятий на основе динамических 3D моделей и их использования при организации производства начиная с нулевого цикла до полного восстановления земель после завершения горных работ
- Оснащение разрезов высокопроизводительной горнотранспортной техникой непрерывного и циклического действия, в том числе для селективной отработки угольных пластов
- Обеспечение развития технологии подземной угледобычи с преимущественным использованием очистных механизированных комплексов и проходческого оборудования нового технического уровня, а также короткозабойной технологии с применением комбайнов непрерывного действия и самоходных средств транспортировки угля

Политика в недропользовании

- Обеспечение финансирования разведки угольных ресурсов в освоенных бассейнах, где возможен открытый способ добычи, а также на новых площадях в Сибирском ФО (восточные районы Кузбасса, Приенисейская площадь, Таймырский бассейн, Забайкалье), Дальневосточном ФО (в Чукотском автономном округе, Якутии и др.)

Экологическая и климатическая политика в энергетике

- Последовательное приведение нормативных требований к организациям угольной отрасли в сфере охраны окружающей среды в соответствие с мировыми стандартами
- Обязательное формирование угольными компаниями ликвидационного фонда для ликвидации нерентабельных производств и последствий ведения горных работ
- Разработка оборудования, обеспечивающего решение экологических проблем при переработке и сжигании углей
- Государственная поддержка освоения технологий «чистого угля»; освоение экологически чистых угольных конденсационных энергоблоков с коэффициентом полезного действия 43–46 % мощностью 660–800–1000 МВт

Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетическом секторе

- Создание единой системы управления охраной труда и промышленной безопасностью в угольной промышленности, разработка комплексных систем жизнеобеспечения и современных средств индивидуальной защиты
- Разработка нормативных документов в области безопасности в угольной промышленности, разработка социальных стандартов, создание системы обязательного страхования персонала предприятий
- Повышение эффективности научных исследований по проблемам безопасности угледобывающего производства, а также исследований природы геомеханических явлений при разработке пластов, опасных по внезапным выбросам метана и горным ударам, разработка системы мер по их предотвращению, в том числе на новых месторождениях
- Выполнение проектов ликвидации организаций угольной промышленности для завершения реструктуризации отрасли, в увязке с мерами социальной защиты высвобождаемых работников

Мероприятия государственной энергетической политики первого этапа реализации Стратегии в секторе преобразования энергии – электроэнергетике и централизованном теплоснабжении⁷

Государственное регулирование внутренних энергетических рынков

- Обеспечение эффективного выполнения Федеральной антимонопольной службой функций по контролю за перераспределением долей (акций) в уставных капиталах субъектов оптового рынка и их имущества, суммарной величиной установленной генерирующей мощности электростанций, включаемых в состав генерирующих компаний
- Ограничение роста концентрации производства электроэнергии и иных видов энергетических товаров
- 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 модели функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности в ценовых зонах оптового рынка, направленное на создание условий для привлечения инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования на рыночных условиях при соблюдении прогнозируемой ценовой ситуации для потребителей электрической энергии
- Совершенствование системы государственного регулирования оптового рынка электрической энергии и мощности в неценовых зонах оптового рынка, направленное на создание условий для привлечения инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования при соблюдении прогнозируемой ценовой ситуации для потребителей электрической энергии
- Создание условий для заключения двусторонних договоров по свободным (нерегулируемым) ценам между новыми объектами генерации и потребления в неценовых зонах и изолированных территориях
- 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
- Разработка и реализация мероприятий направленных на постепенную либерализацию отношений на розничных рынках электрической энергии в ценовых зонах оптового рынка
- Стимулирование потребителей к развитию локальных и интегрируемых в ЕЭС распределенных источников энергоснабжения как фактора повышения конкуренции на рынке электрической энергии и мощности, формирование с их участием локальных интеллектуальных энергосистем с автоматизированными торговыми площадками
- Усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг путём дифференциации условий поставок электроэнергии с учетом эластичности спроса, требований по надежности и качеству энергоснабжения
- Совершенствование механизмов экономической ответственности электросбытовых организаций и предприятий сетевого комплекса за выполнение гарантированных стандартов надежности и качества обслуживания потребителей
- Разработка нового механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику с целью упорядочивания инвестиционного процесса в 2016-2020 годах и последующие годы (после реализации уже заключенных ДПМ в 2012-2015 годах)
- Сохранение и совершенствование форм и механизмов участия государства в регулировании источников инвестиций в электроэнергетику с целью

⁷ Включая атомную энергетику и ядерный топливный цикл, сектор нетрадиционных возобновляемых источников энергии

обеспечения достаточной инвестиционной привлекательности проектов по развитию генерации и сетевого хозяйства (на принципах возвратности осуществляемых государственных вложений, в том числе на условиях частно-государственного партнерства)

- Применение на рынках электрической энергии (мощности) и тепловой энергии механизмов ценообразования, обеспечивающих участникам рынка потенциальный уровень доходности не ниже, чем в других секторах экономики с сопоставимым уровнем рисков
- Сокращение удельных затрат на генерацию и электросетевое строительство за счет формирования единых требований к прозрачности и структуре формирования инвестиционных программ компаний в электроэнергетике
- 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 ВИЭ
- Принятие разработанного Минэнерго Российской Федерации Проекта распоряжения Правительства Российской Федерации об установлении величины предельных капитальных и эксплуатационных затрат на производство электрической энергии квалифицированными генерирующими объектами, осуществляющими производство электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии и функционирующих на розничных рынках электрической энергии
- Обеспечение интеграции программ развития ВИЭ в стратегические документы в электроэнергетике, учет задач развития ВИЭ в управлении отраслью
- Создание системы контроля и статистической отчетности о выполнении целевых показателей по вводу мощности и производству электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии
- Формирование розничных рынков тепловой энергии с выводом на них всех ТЭЦ, котельных и других теплоисточников, а также тепловых сетей с принятием необходимых нормативно-правовых актов
- Реализация моделей локальных рынков тепла, дающих потребителям реальную возможность выбора схем теплоснабжения и стимулы для развития эффективных технологий, особенно когенерации
- Разработка комплекса мер, стимулирующих развитие теплофикации (когенерации) и использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии
- Создание эффективной многоуровневой (теплоснабжающая организация – теплоснабжающая система – населенный пункт – регион – страна) системы мониторинга в сфере теплоснабжения, включая статистическую отчетность, с обеспечением принципов прозрачности и доступности
- Усиление требований к учету тепловой энергии (введение обязательности использования приборов учета тепловой энергии для всех категорий потребителей, с введением упрощенного или группового учета для потребителей с потреблением менее 0,2 Гкал/ч)
- Осуществление перехода к индикативному планированию развития теплоснабжения с разработкой соответствующих государственных стандартов, что предполагает формирование и отслеживание оптимального баланса производства и потребления тепла, надежность, качество и эффективность теплоснабжения, параметры комфорта, предельную долю расходов населения и бюджета на теплоснабжение и другие показатели
- Принятие дополнительных мер по повышению платежной дисциплины потребителей, в том числе исполнителей коммунальных услуг, социально значимых потребителей коммунальных услуг
- Повсеместное создание и уточнение роли единой теплоснабжающей организации (далее - ЕТО), в том числе:
 - назначение ЕТО вне процедуры утверждения схем теплоснабжения;
 - установление обязательных требований к претендентам на получение статуса ЕТО, направленных на выбор организаций, способных добросовестно обеспечить выполнение функции ЕТО;
 - исполнение ЕТО функций, связанных с оперативным управлением системой теплоснабжения, с усилением требований к публичности и про-

значности деятельности ЕТО;

- наделение ЕТО функциями «одного окна» для потребителей по поставке всех товаров и услуг в сфере теплоснабжения в границах зоны своей деятельности по цене не выше установленной государством цены и ответственным за надежное и качественное теплоснабжение и горячее водоснабжение (далее - ГВС) перед потребителями;
- сохранение у ЕТО выгоды от мероприятий по оптимизации и развитию системы теплоснабжения, что обеспечит ее прямую заинтересованность в эффективном функционировании и развитии системы теплоснабжения в рамках ценовых ограничений;
- поэтапный переход на свободные договорные отношения между ЕТО и поставщиками товаров и услуг в системе теплоснабжения;
- введение компенсации за нарушение согласованного с потребителем уровня надежности и качества теплоснабжения, ГВС, начисляемой и выплачиваемой ЕТО напрямую потребителю, с ответственностью за недостоверную информацию;
- введение экономических санкций за несоблюдение ЕТО своих функций;
- определение ответственности ЕТО за неисполнение обязанности по разработке схем теплоснабжения, сроков их разработки
- введение иных инструментов контроля за деятельностью ЕТО
- назначение ЕТО только на одну систему теплоснабжения при отсутствии утвержденной схемы теплоснабжения

– Рассмотрение вопроса о введении запрета единой теплоснабжающей организации присоединять к себе, покупать, брать в аренду имущество, совершать иные сделки в отношении хозяйствующих субъектов (их имущества), осуществляющих деятельность в сфере теплоснабжения, в той системе теплоснабжения, в которой осуществляет деятельность такая единая теплоснабжающая организация

Ценовая политика в энергетике

- Введение (после преодоления экономического спада) долгосрочного правила повышения (с ориентацией на индекс инфляции) верхних значений регулируемых государством цен и тарифов в электроэнергетике и теплоснабжении
- Подготовка к ликвидации на втором этапе Стратегии перекрестного субсидирования электроэнергетике и теплоснабжении между регионами и отдельными группами потребителей
- Продолжение работы по предоставлению субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике
- Совершенствование содержания и порядка установки регулируемых 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
- Обеспечение внедрения методик ФСТ России для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям и публикации параметров, используемых при расчете котловых тарифов
- Введение критериев для признания юридического лица (индивидуального предпринимателя) электросетевой организацией для целей установления регулируемых тарифов на электрическую энергию, создание региональных вертикально-интегрированных энергоснабжающих компаний, с организацией работы независимых производителей электроэнергии по схеме «единого покупателя»
- Финансирование мер по ликвидации межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике с привлечением средств федерального бюджета, в том числе в Чукотском автономном округе до вывода Билибинской АЭС из эксплуатации
- Совершенствование методов ценообразования на тепло по модели «альтернативной котельной» вместе с формированием сетевых тарифов в теплоснабжении с учетом обоснованной доходности и «эталонных» затрат на обслуживание и развитие; переход от полного регулирования тарифов на тепловую энергию по всей технологической цепочке теплоснабжения к регулированию конечной цены посредством определения справедливой цены для по-

требителей тепловой энергии не выше устанавливаемого государством предельного уровня

- Определение предельного уровня цены на тепловую энергию с использованием, метода «альтернативной котельной» и установление этого уровня Правительством Российской Федерации или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти по утвержденной Правительством Российской Федерации формуле, включающей технико-экономические параметры альтернативной котельной (удельный расход условного топлива, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), удельные капитальные и эксплуатационные затраты, затраты на содержание тепловых сетей, потери в тепловых сетях, норма доходности, срок возврата инвестированного капитала и др.)
- Верификация предельного уровня цены на тепловую энергию, определенного методом «альтернативной котельной» с использованием иных методов тарифного регулирования
- Установление в двухставочном режиме тарифа для производителей тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО до полной либерализации договорных отношений с ЕТО

Политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

- Разработка и внедрение системы стандартов и требований к оборудованию, применяемому в теплоснабжении, а также к энергоэффективности зданий
- Реализация утвержденной Программы по развитию коммерческого учета электроэнергии на основе технологий интеллектуального учета на период до 2020 года
- Полное оснащение приборами учета расхода энергии потребителей розничного рынка, в первую очередь бытовых потребителей, развития автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии розничного рынка
- Совершенствование законодательства Российской Федерации о контрактной системе в сфере закупок с целью создания условий для реализации проектов в области энергосбережения, приобретения энергоэффективного оборудования, а также оборудования возобновляемой энергетики
- Развитие системы стандартизации в области возобновляемой энергетики

Научно-техническая политика в энергетике

- Ограничение использования устаревшего оборудования, не отвечающего современным технологическим и экологическим стандартам
- Освоение на основе интенсификации собственных разработок, получения лицензий на освоение их производства в России современных, эффективных и мощных газовых турбин мощностью 300-350 МВт, освоение на их основе высокоэффективных парогазовых установок мощностью 500-800 МВт, работающих на природном газе, с коэффициентом полезного действия выше 60%
- Широкое освоение когенерационных источников теплоснабжения с использованием газовых турбин средней и малой мощности и котлов-утилизаторов для выработки электрической и тепловой энергии, создание типовых модульных когенерационных парогазовых установок мощностью 100 и 170 МВт с коэффициентом полезного действия 53–55 % на ТЭЦ
- Развитие распределенной генерации в виде нетрадиционных энергоустановок, ГТУ и сочетания ГТУ и котлов-утилизаторов
- Освоение крупных высокоэффективных гидроагрегатов с переменной скоростью вращения, обеспечивающих высокие технико-экономические показатели
- Освоение прогрессивных проводов с сердечником из композиционных материалов
- Освоение высокотемпературных сверхпроводниковых (ВТСП) материалов и устройств на их основе: кабелей, трансформаторов, ограничителей токов короткого замыкания, синхронных компенсаторов, двигателей и генераторов
- Освоение недорогих и надежных накопителей электрической энергии разных типов на всех уровнях: основной сети, распределительной сети и конечных потребителей

- Развитие распределенных систем управления
- Развитие управляемых электрических сетей переменного тока в Единой энергосистеме России на базе устройств для гибких (управляемых) линий электропередачи переменного тока (устройств FACTS): управляемых шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов, статических компенсаторов на базе полностью управляемых вентилях (СТАТКОМ), фазоповоротных устройств, управляемых устройств продольной компенсации, асинхронизированных компенсаторов реактивной мощности, вставок и передач постоянного тока
- Внедрение автоматизированных подстанций, микропроцессорных устройств защиты, автоматики, управления, регулирования, контроля, связи и телемеханики, многоуровневых автоматизированных систем учета электроэнергии и др., широкое использование оборудования, не требующего обслуживания в течение всего срока службы
- Формирование пакета нормативно-методических и нормативно-технических документов, информационных и методических материалов по вопросам развития и функционирования теплоснабжающих систем, приведение его в соответствие с требованиями Федерального закона «О теплоснабжении»
- Создание и широкое внедрение комплекса технологического оборудования на модульной основе для нового строительства и перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационную основу
- Создание типовых, высокоэффективных модульных парогазовых установок с инъекцией пара на базе отечественных газовых турбин для одновременной генерации электроэнергии, теплоты и холода
- Разработка и предпочтительное использование для теплоснабжения эффективных парогазовых (газопаровых) технологий с впрыском пара; повышение маневренности ТЭЦ на базе парогазовых установок с впрыском пара
- Реконструкция котельных и малых паротурбинных ТЭЦ в малые газотурбинные ТЭЦ, а также в малые ПГУ-ТЭЦ, усовершенствованные паротурбинные ТЭЦ и малые ТЭЦ с газопоршневыми двигателями
- Разработка технологий низкотемпературного комбинированного теплоснабжения с количественным и качественно-количественным регулированием тепловой нагрузки с децентрализацией пиковых тепловых мощностей
- Совершенствование технологий промышленного производства теплопроводов с предварительно нанесенным антикоррозийным покрытием, тепло-, гидроизоляцией и дистанционной диагностикой состояния, регулирующих и запорных устройств с автоматическим приводом, а также монтажа из них тепловых сетей
- Продолжение работы в рамках принятой постановлением Правительства Российской Федерации от 3 февраля 2010 года №50 Федеральной целевой программы «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010 - 2015 годов и на перспективу до 2020 года». Цель - разработать ядерные энерготехнологии нового поколения на базе реакторов на быстрых нейтронах с замкнутым ядерным топливным циклом для атомных электростанций и повысить эффективность использования природного урана и отработавшего ядерного топлива
- Развитие сырьевой базы атомной энергетики на основе развития 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 (с обеспечением потребностей российских атомных электростанций и сохранением лидирующих позиций на мировом рынке услуг по обогащению урана), повышения экономической эффективности фабрикации (с обеспечением конкурентоспособности российского ядерного топлива на мировых рынках), создания производств для выпуска новых типов топлива
- Поддержка развития производственной базы атомной энергетики на основе обеспечения требуемого объема поставок оборудования для атомных электростанций, исключения монопольного давления (формирование альтернативных поставщиков энергетического оборудования, в том числе посредством создания альянсов с зарубежными компаниями); повышения экономической эффективности работы предприятий энергетического машиностроения

- ния, находящихся в сфере ведения Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом», и их выхода на смежные рынки
- Поддержка разработки и создания информатизированной инфраструктуры управления жизненным циклом атомных электростанций, включая всю структуру атомного энергопромышленного комплекса: АЭС, ядерный топливный цикл, строительный комплекс, машиностроительную и приборную базы, информационные технологии, инжиниринговые структуры, исследования, разработку и проектирование объектов атомной энергетики, системы обращения с отработавшим ядерным топливом, обращения с радиоактивными отходами и развития технологий вывода из эксплуатации остановленных атомных энергоблоков
 - Поддержка работы по увеличению выработки электроэнергии на атомных электростанциях на основе реализации проектов серийного строительства атомных электростанций; по продлению срока эксплуатации действующих энергоблоков, программы интенсификации и увеличения коэффициента использования установленной мощности на всех этапах
 - Формирование структуры ядерной энергетической системы с реакторами на тепловых и быстрых нейтронах, работающими в замкнутом ядерном топливном цикле, и развитие инжиниринга в сооружении объектов ЯЭ и производстве оборудования: сооружение типового серийного энергоблока проекта ВВЭР-ТОИ; разработка и сооружение АЭС с реакторами на быстрых нейтронах; разработка и сооружение энергоблоков атомных станций малой и средней мощности; работы по энерготехнологическому применению атомных станций
 - Государственное финансирование научно-исследовательских работ и пилотных проектов в возобновляемой энергетике, а также подготовки кадров
 - Разработка и принятие законодательных и нормативных документов, обеспечивающих стандартизацию и контроль качества оборудования ВИЭ
 - Создание системы научно-технической информации о возможностях возобновляемой энергетики, проводимых исследованиях и разработках, опыта эксплуатации объектов возобновляемой энергетики, технико-экономических показателей
 - Создание системы координации научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области использования ВИЭ
 - Создание системы образования и подготовки кадров для возобновляемой энергетики (обучение специалистов в ВУЗах и на курсах повышения квалификации)
 - 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 ВИЭ, использование механизмов ЭнергодIALOGA Россия-ЕС для передачи передовых технологий и обмена опытом
 - Стимулирование создания новых производственных кластеров оборудования для ВИЭ в регионах Российской Федерации, имеющих территориальные возможности, высокий солнечный, ветровой и рекреационный потенциал, включая Крымский федеральный округ
 - Создание промышленности по производству ветроустановок большой и малой мощности
 - Расширение и/или модернизацию существующей базы промышленности по производству оборудования для малых ГЭС, геотермальных электростанций, тепловых электростанций с использованием биомассы и фотоэлектрических станций
 - Освоение технологии создания и эксплуатации солнечных электростанций на основе дешевых двухкаскадных α -Si/ μ -Si тонкопленочных фотоэлектрических модулей; освоение технологии производства солнечных электрических установок с концентрационными модулями на основе солнечных элементов из трехпереходных каскадных GaInP/GaInAs/Генаногетероструктур с КПД до 37–39 %
 - Разработка и освоение технологий производства электрической энергии на основе прямого сжигания или газификации древесных отходов
 - Промышленное освоение и совершенствование оборудования биогазовых технологий с использованием биогаза для производства электрической и тепловой энергии
 - Создание энергетически эффективной экологически чистой технологии утилизации углеродосодержащих твердых бытовых отходов, с целью получе-

ния биогаза

- Включение в состав энергоисточников на базе ВИЭ перспективных технологий производства водорода с использованием электролазеров высокого давления, водород – кислородных парогенераторов и высокоэффективных низкотемпературных топливных элементов
- Реализация комплекса мер по включению биогазовых комплексов в перечень приоритетных технологий для использования предприятиями сельского хозяйства, пищевой промышленности и водоканалами

Региональная энергетическая политика

- Разработка механизмов консолидации управления распределительными сетями в регионах Российской Федерации, в том числе путем установления критериев для признания юридического лица (индивидуального предпринимателя) электросетевой организацией для целей установления регулируемых тарифов на электрическую энергию
- Аудит состояния электросетевого комплекса и создание системы мониторинга распределительных электрических сетей с точки зрения надежности и достаточности пропускной способности
- Сокращение удельных затрат на электросетевое строительство и числа необоснованно вводимых объектов при ускоренном вводе ключевых объектов, смягчающих сетевые ограничения на межсистемные и межрегиональные перетоки электроэнергии
- Стимулирование использования ВИЭ в местных ТЭБ
- Разработка во всех субъектах Российской Федерации схемы размещения объектов возобновляемой энергетики с учетом возможности их работы на оптовом и розничном рынках
- Разработка программ поддержки проектов по добыче, переработке, выпуску торфосодержащей продукции, обеспечение реализации плана мероприятий («дорожной карты») по увеличению добычи и расширенному использованию торфа в сфере производства тепловой и электрической энергии; создание тепловых электростанций и котельных, работающих на местных видах топлива (торф, отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности - пеллеты), в том числе в труднодоступных и удаленных регионах
- Внедрение современных высокоэффективных технологий и оборудования для добычи, агломерации и сжигания торфяной продукции для нужд малой и средней энергетики
- Разработка комплекса мер по государственной поддержке производителей древесных и торфяных пеллет и котельного оборудования, работающего на пеллетах
- Стимулирование внедрения новых методов переработки ТБО, постепенное внедрение отдельного сбора ТБО и сжигания горючих ТБО на мусоро-сжигающих заводах, стимулирование освоения технологии сооружения полигонов с выработкой биогаза и его использования для производства тепловой и электрической энергии
- Создание эффективной системы выработки и реализации государственной политики в сфере теплоснабжения
- Нормативно-правовое регулирование обязанностей, прав и ответственности субъектов деятельности в сфере централизованного и децентрализованного теплоснабжения, включая управление системами и регулирование отношений на тепловом рынке, а также развитие отрасли на основе государственно-частного партнерства, в том числе в форме концессионных соглашений, на всех уровнях
- Создание системы муниципального и государственного формирования схем теплоснабжения населенных пунктов с соответствующим регламентом их согласования, утверждения, корректировки, контроля реализации
- Осуществление разработки схем теплоснабжения муниципальных образований в соответствии с законом «О теплоснабжении» - оптимизация структуры теплоисточников по типам, составу и территориальному размещению, оптимизация параметров тепловой сети при обеспечении минимально избыточных по условиям надежности и управляемости

- Проведение независимого технического, экономического и кадрового аудита муниципальных систем энергоснабжения (особенно в малых городах и поселениях) с защитой отчетов об аудите и предложений в местном органе исполнительной власти
- Осуществление экстренной замены ветхих и предельно изношенных тепловых сетей на основе применения теплопроводов заводской готовности, включая нанесение тепло- и гидроизоляции с использованием новых изоляционных материалов, теплогенерирующего и вспомогательного оборудования
- Стимулирование долгосрочных вложений в системы теплоснабжения со стороны муниципальных бюджетов (включая систему долгосрочного бюджетного финансирования и кредитования проектов модернизации системы теплоснабжения) и частных инвесторов (с использованием механизмов частно-государственного партнерства)
- Интеграция теплоснабжения Республики Крым и Севастополя в тепловое хозяйство России путем формирования единой нормативно-правовой базы, технической политики, финансово-экономических механизмов, организационной системы управления этой сферы деятельности

Экологическая и климатическая политика в энергетике

- Предотвращение загрязнения водных объектов и сохранение биологических ресурсов при эксплуатации ГЭС
- Расширение производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии и особенно ядерной энергетики при решении проблемы отработанного ядерного топлива в рамках радиационно-эквивалентного оборота материалов в ядерно-топливном цикле
- 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

Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетическом секторе

- Скоординированное (в зависимости от структуры нагрузки в общественном секторе) развитие централизованных источников и распределенной генерации, автономных и локальных энергоисточников (в том числе ВИЭ, крышных котельных, биотопливных и теплонасосных установок, индивидуальных топливных элементов и т.п.) для непосредственного удовлетворения потребительских нужд граждан и муниципалитетов;
- Стимулирование развития управляемых Smart Grid и Micro Grid-систем с повышением роли человека как «активного» потребителя, управляющего собственным энергообеспечением
- Экономическое стимулирование потребителей к обеспечению более равномерного по часам суток использования электрической энергии
- Предоставление субсидий субъектам Российской Федерации в целях недопущения резкого роста цен (тарифов) на электрическую энергию (услуги по передаче) для потребителей

Внешняя энергетическая политика

- Политическая и экономическая поддержка экспорта технологий и услуг ядерно-энергетического сектора