

УТВЕРЖДЕНА
распоряжением Правительства
Российской Федерации
от 3 апреля 2013 г. № 512-р

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПРОГРАММА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ "ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ"

1. П А С П О Р Т

государственной программы Российской Федерации
"Энергоэффективность и развитие энергетики"

Ответственный исполнитель	- Минэнерго России
Соисполнители программы	- нет
Участники программы	- Минпромторг России
Подпрограммы программы	- Подпрограмма 1. "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности" Подпрограмма 2. "Развитие и модернизация электроэнергетики" Подпрограмма 3. "Развитие нефтяной отрасли" Подпрограмма 4. "Развитие газовой отрасли" Подпрограмма 5. "Реструктуризация и развитие угольной промышленности" Подпрограмма 6. "Развитие использования возобновляемых источников энергии" Подпрограмма 7. "Обеспечение реализации государственной программы"
Программно-целевые инструменты программы	- В сфере реализации государственной программы не применяются федеральные целевые программы и ведомственные целевые программы

Цели программы	- Надежное обеспечение страны топливно-энергетическими ресурсами, повышение эффективности их использования и снижение антропогенного воздействия ТЭК на окружающую среду
Задачи программы	- Задача 1. Развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности Задача 2. Совершенствование технологии добычи, транспортировки и повышение глубины переработки углеводородного сырья Задача 3. Развитие использования возобновляемых источников энергии и повышение экологической эффективности энергетики Задача 4. Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса
Целевые индикаторы и показатели программы	- 1. Снижение энергоемкости ВВП (т у. т./млн. рублей) 2. Доля затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство отгруженных товаров, выполненных работ и услуг (%) 3. Глубина переработки нефти (%) 4. Снижение выбросов парниковых газов (млн. т экв. CO ₂) 5. Доля организаций, осуществляющих технологические инновации, в общем количестве организаций (%) 6. Внутренние затраты на исследования и разработки к выручке предприятий, реализующих программы инновационного развития (%)
Этапы и сроки реализации программы	- 2013 - 2020 годы, реализуется в один этап
Объемы бюджетных ассигнований государственной программы	Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации государственной программы составляет 28 658 762 481,60 тыс. рублей, в том числе:

- из средств федерального бюджета -
104 808 951,50 тыс. рублей;

- из средств консолидированных бюджетов субъектов Российской Федерации -
562 343 000,00 тыс. рублей;

- из внебюджетных источников (средства юридических лиц) -
27 991 610 530,10 тыс. рублей

Объем финансового обеспечения из средств федерального бюджета на реализацию:
Подпрограммы 1 "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности" -
53 907 180,90 тыс. рублей;

Подпрограммы 2 "Развитие и модернизация электроэнергетики" - 500 000,00 тыс. рублей;

Подпрограммы 3 "Развитие нефтяной отрасли" - не предусмотрено;

Подпрограмма 4 "Развитие газовой отрасли" - не предусмотрено;

Подпрограмма 5 "Реструктуризация и развитие угольной промышленности" -
37 975 475,10 тыс. рублей;

Подпрограмма 6 "Развитие использования возобновляемых источников энергии" -
1 800 000,00 тыс. рублей;

Подпрограмма 7 "Обеспечение реализации государственной программы" -
10 626 295,50 тыс. рублей

Объем ресурсного обеспечения реализации государственной программы из средств федерального бюджета составит:

2013 год - 17 056 876,90 тыс. рублей;

2014 год - 14 206 022,80 тыс. рублей;

2015 год - 11 650 782,40 тыс. рублей;

2016 год - 16 044 516,40 тыс. рублей;

2017 год - 14 246 003,40 тыс. рублей;

2018 год - 11 864 043,60 тыс. рублей;

2019 год - 9 850 519,00 тыс. рублей;

2020 год - 9 890 187,00 тыс. рублей

Ожидаемые
результаты
программы

1. Снижение энергоемкости ВВП в 2020 году на 13,5% к 2007 году за счет реализации мероприятий подпрограммы 1.

2. Доля затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство отгруженных товаров, выполненных работ, услуг к 2020 году - 2,5%.

3. Глубина переработки нефти к 2020 году - 85,0%.

4. Снижение выбросов парниковых газов к 2020 году - 393 млн. т экв. CO₂.

5. Доля организаций, осуществляющих технологические инновации, в общем количестве организаций к 2020 году - 25,0%.

5. Внутренние затраты на исследования и разработки к выручке предприятий, реализующих программы инновационного развития, к 2020 году - 3,0%

2. Общая характеристика сферы реализации государственной программы, в том числе формулировки основных проблем в указанной сфере и прогноз ее развития

2.1. Анализ ситуации в отраслях топливно-энергетического комплекса

Россия занимает одно из ведущих мест в мировой системе оборота энергоресурсов и активно участвует в мировой торговле ими. Топливо-энергетический комплекс (далее - ТЭК) также играет ключевую роль в экономике страны, обеспечивает более 45% поступлений в доходную часть консолидируемого бюджета Российской Федерации, доля отраслей ТЭК в объеме внутреннего валового продукта составляет почти 30%.

Занимая примерно восьмую часть суши планеты, Российская Федерация располагает значительными, а в ряде случаев и самым большим в мире, потенциалом ископаемых и возобновляемых источников энергии.

В 2011 году российский ТЭК обеспечивал собственные потребности в энергоресурсах и являлся одним из основных поставщиков топливно-энергетических ресурсов (далее - ТЭР) на мировые энергетические рынки.

Общий объем производства первичных топливно-энергетических ресурсов в 2011 году вырос на 43,2 млн. т у.т. или на 2,4% по сравнению с 2010 годом; объем экспорта ТЭР в 2011 году вырос на 1,7 млн. т у.т. или на 0,2% к уровню 2010 года. При этом по отдельным отраслям итоги года выглядят следующим образом.

Объем добычи нефти с газовым конденсатом в целом по Российской Федерации, по данным Росстата за 2011 год составил 512,4 млн. т

(этот объем по отношению к уровню 2010 года увеличился на 4,1 млн. т, или на 1,4%).

Основными факторами, повлиявшими на увеличение производства нефтяного сырья, стали:

освоение новых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока (Ванкорское, Верхнечонское, Талаканское);

рост добычи на новых месторождениях европейской части России (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция);

повышение инвестиционной привлекательности нефтедобычи вследствие снижения налоговой нагрузки на добывающие компании за счет введения дифференцированного НДС и иных налоговых льгот для 22 восточносибирских месторождений.

По итогам 2011 года экспорт российской нефти составил 244,5 млн. т и уменьшился на 6,1 млн. т по сравнению с показателями 2010 года, в том числе в страны дальнего зарубежья экспорт сократился на 9,5 млн. т и составил 214,4 млн. т нефти. В страны СНГ поставлено 30,0 млн. т (на 3,5 млн. т больше уровня 2010 года).

Основные факторы влияния на изменение динамики экспорта:

перенаправление для переработки на российских НПЗ части экспортных объемов нефти и дополнительных ресурсов, полученных в результате роста нефтедобычи;

рост нефтедобычи в Восточных регионах страны, инфраструктурно в ориентированных на экспорт сырья в страны АТР.

В 2011 году были продолжены работы по сооружению второй очереди трубопроводной системы Восточная Сибирь - Тихий Океан (ВСТО). С января 2011 года начались поставки нефти в КНР по нефтепроводу ВСТО до г. Дацина. В октябре 2011 года введен в эксплуатацию нефтепровод Пурпе - Саянск. В конце 2011 года в полном объеме завершено строительство магистрального нефтепровода Балтийской трубопроводной системы - 2.

Добыча газа, по данным Росстата, в 2011 году составила 670,8 млрд. куб. м, что выше уровня 2010 года на 19,5 млрд. куб. м (+3,0%). При этом доля предприятий группы "Газпром" в общем объеме добычи газа уменьшилась до 76,5% против 78,1% в 2010 году.

Основной вклад в прирост добычи газа внесли ОАО "НОВАТЭК" и нефтяные компании (соответственно 41,6% и 9,4%). Также увеличили добычу газа предприятия группы "Газпром" (0,9%).

Факторы устойчивого роста добычи природного газа и нефтяного попутного газа:

рост добычи ПНГ обеспечен ростом добычи нефти и увеличением газового фактора;

прирост добычи природного газа, полученный в основном за счет освоения Юрхаровского газоконденсатного месторождения.

Рост внутреннего потребления газа во всех секторах экономики страны, обеспеченный за счет:

роста промышленного производства;

роста выработки электроэнергии на ТЭС на 2,2%;

стабильных оптовых цен на газ ОАО "Газпром" для промышленных потребителей;

развития газотранспортной инфраструктуры и роста газификации регионов.

Объем экспортных поставок газа по данным ФТС России, в 2011 году увеличился по сравнению с показателями 2010 года на 6,6% и составил 189,5 млрд. куб. м, в том числе в страны дальнего зарубежья поставлено 117,0 млрд. куб. м (109,0% к уровню 2010 года), в страны СНГ - 72,5 млрд. куб. м (102,9% к уровню 2010 года).

Фактор увеличения объемов поставок газа на экспорт - увеличение поставок газа в страны СНГ вследствие роста поставок газа на Украину.

Рост экспорта в страны дальнего зарубежья, включая страны АТР, в том числе:

увеличение экспорта в Италию в связи с сокращением поставок из Ливии;

увеличение экспорта газа в Турцию;

рост поставок СПГ в Японию для стабилизации энергообеспечения страны;

ввод в действие газопровода "Северный поток".

В целях диверсификации маршрутов поставок российского газа в Европу в 2011 году введена в эксплуатацию первая очередь газопровода "Северный поток", являющаяся принципиально новым маршрутом экспорта российского газа в Европу.

В 2011 году была введена в эксплуатацию первая очередь магистрального газопровода Сахалин - Хабаровск - Владивосток на острове Русский (г. Владивосток). Ввод в эксплуатацию газопровода способствует интенсивному социально-экономическому развитию Дальневосточного региона, повышению его конкурентоспособности и,

соответственно, развитию экономики страны в целом. Окончание строительства магистрального газопровода, крупнейшего инфраструктурного проекта на территории Российской Федерации, является значимым этапом реализации Восточной газовой программы. Газопровод обеспечил газоснабжение Владивостока, ввод генерирующих мощностей в Приморском крае позволил обеспечить газом большинство потребителей Хабаровского и Приморского краев, Сахалинской области. Кроме того, ГТС создал условия для поставок газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В результате ввода газопровода в эксплуатацию повысилась эффективность и надежность всей энергосистемы Дальнего Востока, обеспечены стабильные цены на электроэнергию и тепло для потребителей, улучшена экологическая обстановка в регионе, появляются новые рабочие места.

По итогам 2011 года, по данным Росстата, общий объем добычи угля составил 334,8 млн. т (+13,1 млн. т к уровню 2010 года, или +4,1%).

Добыча угля возросла к уровню 2010 года: в Северо-Кавказском (+11,1%), Уральском (+6,6%), Западно-Сибирском (+4,0%), Восточно-Сибирском (+5,9%) и Дальневосточном (+0,9%) экономических районах. Снизилась добыча угля в Северном (-1,3%) экономическом районе.

Основной вклад в добычу угля в Российской Федерации вносят Западно-Сибирский (58,0%) и Восточно-Сибирский (26,3%) экономические районы.

По данным ГП "ЦДУ ТЭК", добыча угля увеличилась по сравнению с предыдущим годом в Донецком (+11,1%) и в Кузнецком угольных бассейнах (+3,7%). Снизилась добыча в Канско-Ачинском (-3,2%) и Печорском (-1,9%) бассейнах.

Добыча угля наиболее экономичным и безопасным, открытым способом увеличилась на 6,5% по сравнению с предыдущим годом, подземным способом - уменьшилась на 1,2% к 2010 году.

Экспортные поставки российского угля в 2011 году по сравнению с предыдущим годом, по данным ФТС России, снизились на 4,4% и составили 110,7 млн. т. В страны дальнего зарубежья в 2011 году экспорт угля составил 100,0 млн. т (-2,5% к уровню 2010 года), в страны СНГ - 10,7 млн. т (-19,2% к уровню 2010 года).

При этом экспорт российского угля в страны Азиатско-Тихоокеанского региона увеличился до 34,3 млн. т (+11% к уровню 2010 года) и составил 30,9% от общего объема экспорта.

Следует отметить, что реализация экспортных контрактов сдерживается во многом из-за сбоев в управлении вагонным парком в ходе реформирования транспортной системы страны.

Объемы поставок угля относительно прошлого года увеличились на обеспечение электростанций на 1,1% и составили 126,2 млн. т, на нужды коксования - на 5,3% (41,2 млн. т). На обеспечение населения, коммунально-бытовые нужды и АПК снизились на 5,5% и составили 23,8 млн. т.

Доля инвестиций в основной капитал по добыче топливно-энергетических полезных ископаемых, по данным Росстата, за 2011 год в общем объеме таких инвестиций по России в целом составила 15,4% против 15,9% в 2010 году. Инвестиции в основной капитал по добыче топливно-энергетических полезных ископаемых в 2011 году по сравнению с уровнем 2010 года выросли на 12,3%.

Инвестиции в основной капитал по транспортированию ТЭР по трубопроводам увеличились в 2011 году по сравнению с 2010 годом на 33,7%.

В 2011 году прямые иностранные инвестиции в добычу топливно-энергетических полезных ископаемых составили 3 897 млн. долл. США, или 21,2% от общего объема прямых иностранных инвестиций, а в транспортирование ТЭР по трубопроводам - 31 млн. долл. США (0,2%).

По итогам 2011 года объем переработки нефти в Российской Федерации составил 258,2 млн. т (на 8,6 млн. т больше уровня 2010 года), что обусловлено увеличением внутреннего спроса на основные виды нефтепродуктов и благоприятной ценовой конъюнктурой внутреннего и внешнего рынков нефтепродуктов. Доля переработки нефти в объеме ее добычи возросла до 50,6% против 49,4% за предыдущий год.

В 2011 году произведено автомобильного бензина 36,7 млн. т (101,9% к уровню 2010 года), дизельного топлива - 70,3 млн. т (100,5%), мазута топочного - 73,2 млн. т (105,0%).

Глубина переработки нефтяного сырья в 2011 году продолжила тенденцию ухудшения и составила 70,6% против 71,0% в 2010 году.

Доля инвестиций в производство нефтепродуктов в общем объеме инвестиций в основной капитал по Российской Федерации в 2011 году, по данным Росстата, составила 3,1% против 3,0% в 2010 году.

Инвестиции в основной капитал в эту сферу деятельности в 2011 году увеличились по сравнению с предыдущим годом на 13,8%.

В 2011 году прямые иностранные инвестиции в производство кокса и нефтепродуктов составили 31,0 млн. долл. США, или 0,2% к общему объему прямых иностранных инвестиций.

Выработка электроэнергии, по данным Росстата, в 2011 году составила 1 054,9 млрд. кВт ч (что выше уровня 2010 года на 16,83 млрд. кВт ч, или 101,6%). Тепловыми электростанциями выработано 713,8 млрд. кВт.ч - на 15,1 млрд. кВт.ч, или на 2,2% выше прошлого года; на ГЭС выработано 167,6 млрд. кВт.ч - уменьшение на 0,8 млрд. кВт.ч, или на 0,5%; на АЭС выработано 172,9 млрд. кВт.ч - увеличение на 2,5 млрд.кВт ч, или на 1,5%.

В результате в 2011 году в структуре выработки электроэнергии по видам генерации по сравнению с показателем 2010 года произошли следующие изменения: доля ТЭС выросла с 67,3% до 67,7%, доля ГЭС снизилась с 16,2% до 15,9%, доля АЭС осталась без изменения и составила 16,4%.

Электропотребление в России носит индустриальный характер, поэтому динамика электропотребления зависит в основном от динамики промышленного производства. Доля промышленности в электропотреблении на протяжении десятилетий продолжает составлять более 50%. Наибольшая доля объемов потребления (более 32%) приходится на электроемкую тяжелую промышленность - прежде всего на предприятия таких энергоемких отраслей, как металлургия, химическая промышленность.

Доля инвестиций в производство и распределение электроэнергии, газа и воды в общем объеме инвестиций в основной капитал по Российской Федерации в 2010 году составила 12,3% против 10,1% в 2009 году.

Инвестиции в основной капитал этой сферы деятельности увеличились по сравнению с предыдущим годом на 8,1%.

Прямых иностранных инвестиций в производство и распределение электроэнергии в 2011 году поступило 259 млн. долл. США, или 1,4% к общему объему прямых иностранных инвестиций.

Наряду с повышением энергетической эффективности Правительство Российской Федерации придает большое значение использованию экологически чистых источников энергии, в частности возобновляемых источников энергии. Общая доля использования возобновляемых источников в производстве электрической энергии в России составляет порядка 0,8%.

2.2. Основные проблемы в отраслях топливно-энергетического комплекса

Основной причиной ухудшения показателей ТЭК России является высокая степень износа основных средств энергетики, созданных в советский период. Следствием этого является низкая эффективность и растущая аварийность, и высокие риски, что отрицательно сказывается на конкурентоспособности экономики, негативно влияет на качество жизни населения и техногенные угрозы.

Негативными факторами инновационного развития ТЭК также являются:

утрата значительной части научно-технологического потенциала в ряде отраслей ТЭК;

недостаточная степень развития инновационной сферы в ТЭК;

снижение качества подготовки научно-технических кадров, недостаточный уровень взаимодействия компаний ТЭК с высшими учебными заведениями;

малая эффективность управления объектами интеллектуальной собственности;

несовершенство систем инновационной деятельности компаний.

Кроме того, государственные органы, осуществляющие государственные функции в сфере ТЭК и смежных отраслях экономики, не в полной мере обладают информацией по отраслям ТЭК, которая необходима для осуществления возложенных на них государственных функций, в том числе для предотвращения чрезвычайных ситуаций в ТЭК.

В настоящее время существует ряд проблем в отраслях ТЭК России.

Проблемы развития нефтяной отрасли связаны с истощением запасов легкоизвлекаемой нефти на действующих месторождениях и сложностью географических и климатических условий в новых перспективных районах добычи (Восточная Сибирь, шельф северных морей); недостаточными инвестиционными возможностями нефтяных компаний в таких условиях, обусловленными высокой налоговой нагрузкой на отрасль; устаревшими технологиями нефтепереработки и существенной нехваткой инвестиций в увеличение глубины и качества переработки нефти.

Проблемы будущего развития российской газовой отрасли связаны в том числе: с выработанностью находящихся в эксплуатации месторождений (с прогнозируемым к 2030 году более чем двукратным снижением объемов добычи на них - с 589 до 257 млрд. куб. м); изношенностью инфраструктуры газотранспортной системы;

ориентированностью экспорта газа преимущественно на европейский рынок (97% общего объема экспорта); изменением компонентного состава газа (с прогнозируемым к 2030 году более чем двукратным увеличением доли добываемого газа с высоким содержанием ценных компонентов - этана, пропана и бутана).

Проблемы будущего развития российской угольной отрасли связаны, в том числе: с сокращением внутреннего спроса на энергетический уголь; не востребованностью повышения качества и глубокой переработки угля, получения новых видов угольной продукции; увеличением доли подземной добычи угля, осуществляемой в неблагоприятных горно-геологических условиях, отсталостью горного хозяйства и изношенностью основных фондов шахт и разрезов с необходимостью обеспечения безопасных условий добычи угля и охраны окружающей среды; неразвитостью инфраструктуры в новых районах добычи угля и наличием "узких мест" в инфраструктуре традиционных районов добычи; неконкурентоспособностью продукции российского угольного машиностроения и вызванной этим усиливающейся зависимостью отрасли от импорта технологий и оборудования; нарастающим дефицитом квалифицированных трудовых кадров.

Проблемы будущего развития российской электроэнергетики связаны, в том числе: со снижением надежности электроснабжения (обусловленным высоким износом основных производственных фондов и отсутствием необходимых инвестиций для их масштабного и своевременного обновления); длительным технологическим отставанием в создании и освоении современных парогазовых, экологически чистых угольных и электросетевых технологий; наличием перекрестного субсидирования между группами потребителей электроэнергии и между электрической и тепловой энергией на внутреннем рынке; неготовностью субъектов Российской Федерации к формированию 5-летних региональных схем и программ перспективного развития электроэнергетики; нерешенностью вопросов технологического присоединения потребителей к электрическим и тепловым сетям.

В настоящее время вектор развития для российского государства - модернизация через технологическое обновление и внедрение современных методов управления (включая информационные технологии - Государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса).

Кроме того, в целях обеспечения комплексного подхода к решению проблем ТЭК, необходимо развивать новые механизмы управления отраслями ТЭК.

2.3. Прогноз развития отраслей топливно-энергетического комплекса и межстрановые сравнения

Целью долгосрочной государственной энергетической политики России является максимально эффективное использование природных ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения и выполнения обязательств перед зарубежными партнерами.

Основными направлениями развития отраслей топливно-энергетического комплекса являются:

переход на путь инновационного и энергоэффективного развития;
изменение структуры и масштабов производства энергоресурсов;
создание внутренней конкурентной рыночной среды;
интеграция в быстро меняющуюся мировую энергетическую систему.

Необходимость регулярной адаптации параметров развития энергетики страны диктуется новыми тенденциями и явлениями в мировой энергетике. Нужно отметить высокий рост спроса на ТЭР в мире, в частности его возобновление сразу после кризиса. Несмотря на трудный процесс экономического восстановления и политику энергосбережения в развитых странах, 2010 год показал 3,1% роста потребления ТЭР, а рост потребления ТЭР в развивающихся странах достиг 7,4%.

Среднегодовые темпы прироста ВВП по паритету покупательской способности и потребления энергоресурсов, %

	ВВП (ППС)				Потребление ТЭР			
	1986 - 2002 годы	2003 - 2008 годы	2009 год	2010 год	1986 - 2002 годы	2003- 2008 годы	2009 год	2010 год
Мир	3,1	4,3	-0,6	5,0	1,8	3,0	-1,5	5,6
Развитые страны	2,8	2,4	-3,5	3,1	1,6	0,6	-5,0	3,5
США	3,1	2,3	-2,7	2,9	1,6	0,2	-5,0	3,7

	ВВП (ППС)				Потребление ТЭР			
	1986 - 2002 годы	2003 - 2008 годы	2009 год	2010 год	1986 - 2002 годы	2003- 2008 годы	2009 год	2010 год
ЕС	2,4	2,3	-4,3	1,8	0,5	0,4	-5,9	3,2
Япония	2,2	1,5	-6,3	5,1	1,9	0,2	-8,4	5,9
Развивающи еся страны	3,5	7,5	3,3	7,4	2,1	5,7	1,8	7,5
Бразилия	2,3	4,2	-0,6	7,5	3,3	3,9	-0,4	8,5
Россия	-2,5*	7,1	-7,8	4,0	-1,5	1,5	-5,2	5,5
Индия	5,5	8,3	9,1	9,7	5,1	6,3	7,9	9,2
Китай	9,5	11,3	9,2	10,3	4,7	10,5	5,2	11,2

BP Statistical Review of World Energy 2011, World Bank.

* - Для России средние темпы роста за период 1990 - 2002 гг.

В среднесрочном плане сохраняется значительная неопределенность роста экономики мира на фоне цепи долговых кризисов 2011 года. Фактически все страны и компании вынуждены постоянно уделять все большее внимание прогнозам производства, потребления ТЭР, их структуре, новым тенденциям в развитии возобновляемых источников энергии. Одновременно идет усиление политики повышения энергоэффективности, сокращения выбросов парниковых газов, особенно в странах Европейского союза. На фоне относительно высоких цен на энергоносители и быстрого продвижения новых технологий это может вести к значительным изменениям в мировой энергетике. Интересы развития экономики страны и снижения рисков развития включают в себя повышение эффективности производства, передачи, распределения и потребления энергии в стране так же, как и в мире в целом.

Длительность службы объектов ТЭК обуславливает функционирование новых предприятий в ТЭК в будущем (в течение 40 - 50 лет) при различных колебаниях мировой экономической активности, ценовых параметрах, технологических сдвигах. Тем самым проработка стратегии развития ТЭК становится важной также с целью минимизации рисков. Как показывают прогнозы ведущих мировых прогнозных организаций, спрос на нефть и газ будет расти за счет развивающихся

стран. Это создает условия для получения экспортных доходов российскими компаниями, предполагает рост внутренних цен и необходимость обеспечивать снижение издержек и конкурентоспособность внутреннего производства ТЭР.

Прогнозы цены и потребления нефти до 2035 года

Авторы прогноза	Сценарий прогноза	2008 - 2010 годы	2015 годы	2020 годы	2035 годы
Реальная цена нефти, долл. базового г./барр.					
ОПЕК-2011	Базовый	-	85-95	85-95	133,0
Международное энергетическое агентство, 2010 (далее - МЭА-2010)*	New Energy Policies	60,4 (2009)	90,4	99,0	113,0
	Current Energy Policies	60,4 (2009)	94,0	110,0	135,0
	450	60,4 (2009)	87,9	90,0	90,0
Агентство энергетической информации Министерства энергетики США -2011 (далее - АЭИ США - 2011)	Базовый	62 (2009)	95,0	108,0	123,0
	Высокие цены	62 (2009)	146,0	169,0	196,0
	Низкие цены	62 (2009)	55,0	53,0	50,0
Мировое потребление нефти, млн. барр./день					
ОПЕК-2011	Базовый	86,8 (2010)	92,9	97,8	109,7
МЭА-2010	New Energy Policies	84 (2009)	-	91,3	99,0
	Current Energy Policies	84 (2009)	-	93,5	107,4
	450	84 (2009)	-	87,7	81,0
АЭИ США-2011	Базовый	85,7 (2008)	93,3	97,6	112,2
	Высокие цены	85,7 (2008)	91,0	96,9	122,2
	Низкие цены	85,7 (2008)	97,0	102,4	113,3

Источник - ОПЕК, МЭА, АЭИ США.

* В обзоре 2011 года изменения незначительные.

Прогнозы спроса на нефть во многом определяются концепциями и предположениями относительно будущей политики основных стран потребителей энергоресурсов. В коридоре "базисных" сценариев потребление нефти в мире продолжает расти до 2035 года, а цены остаются выше 100 долларов США.

Прогнозы цены и потребления природного газа до 2035 года

Автор прогноза	Сценарий прогноза	Год			
Мировое потребление газа, млрд. куб. м		2008	2015	2020	2030
МЭА-2010	New Energy Policies	3149	-	3794	4535
	Current Energy Policies	3149	-	3835	4888
	450	3149	-	3584	3609
АЭИ США-2011	Базовый	3135	3486	3778	4441
	Высокие цены	3135	3430	3818	4667
	Низкие цены	3135	3537	3752	4155
Реальная цена газа в ЕС, долл. 2009 г./тыс. куб. м		2009	2015	2020	2030
МЭА-2010	New Energy Policies	261,3	374,3	409,6	455,5
	Current Energy Policies	261,3	377,8	427,3	490,8
	450	261,3	367,2	374,3	384,9

Источник - МЭА, АЭИ США.

Предположения о роли газа в будущем, как и следовало ожидать, увеличиваются. За малым исключением предполагается рост доли газа в мировом балансе до доли угля. Объем потребления газа возрастает с 3,15 до 4,4 - 4,9 трлн. кубометров к 2030 году с учетом роста добычи нетрадиционного газа. Цены на газ также остаются высокими в обозримом будущем. Эта ситуация обеспечивает определенные рамки для формирования национальных планов развития ТЭК.

За последнее пятилетие разработаны и утверждены ряд стратегических программных документов долгосрочного развития

топливно-энергетического комплекса, среди которых - Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2030 года, Генеральные схемы развития нефтяной и газовой отрасли, Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, Долгосрочная программа развития угольной промышленности.

Нефтяная отрасль

Генеральная схема развития нефтяной отрасли на период до 2020 года является стратегическим документом, определяющим основные перспективные направления развития отрасли.

Целью Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2020 года является определение условий, обеспечивающих максимизацию экономического эффекта функционирования отрасли в долгосрочной перспективе без снижения сегодняшнего уровня ежегодных налоговых поступлений.

Генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 года предполагает стабилизацию ежегодной добычи нефти в период до 2020 года на уровне 505 млн. т при текущем уровне эксплуатационного бурения и инвестиций, что обеспечит максимальные налоговые поступления и максимальную стоимость отрасли для страны при приемлемой сложности администрирования режима.

В соответствии с Генеральной схемой развития нефтяной отрасли до 2020 года целевой объем переработки нефти должен составлять в 2020 году 230 - 240 млн. т при глубине переработки не менее 85%. Этот объем полностью удовлетворит потребности растущего внутреннего спроса и позволит высвободить для экспорта значительные объемы нефти.

При этом активные работы по диверсификации транспортных маршрутов позволят к 2015 году полностью снять риски остановки любого из экспортных направлений, а также обеспечить гибкость в выборе наиболее прибыльных направлений экспорта.

Газовая отрасль

Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года является отраслевой программой развития газовой отрасли на долгосрочную перспективу.

Основной целью Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2030 года является определение экономически обоснованных стратегических направлений развития газовой отрасли для обеспечения надежного газоснабжения российских потребителей и выполнения

обязательств по межправительственным соглашениям и заключенным контрактам на поставки природного газа на внешние рынки.

Существует ряд факторов (вызовов), оказывающих существенное влияние на будущее развитие российской газовой отрасли:

- низкий уровень газификации субъектов Российской Федерации;
- зависимость России от конъюнктуры газа на Европейском рынке;
- снижение добычи газа на разрабатываемых месторождениях.

При этом одними из важнейших условий повышения внутреннего потребления газа является газификация регионов Российской Федерации. Реализация Программы газификации способствует увеличению использования газа коммунально-бытовым сектором и населением, тем самым улучшая качество жизни. В результате планируемых к реализации мероприятий уровень газификации России будет расти в соответствии с тенденциями индустриально развитых стран мира.

Темпы развития газовой отрасли во многом зависят не только от динамики развития внутреннего рынка, но и от ситуации, складывающейся на внешних рынках.

В Генеральной схеме развития газовой отрасли предусмотрено развитие четырех новых мегацентров газодобычи, а именно:

- месторождения на полуострове Ямал;
- Штокмановское месторождение;
- месторождения Восточной Сибири;
- "Сахалин-3" (Киринский блок).

Генеральной схемой развития газовой отрасли предусматривается диверсификация внешних рынков сбыта газа за счет поставок СПГ с месторождений п-о Ямал, Штокмановского месторождения, и сахалинского центра газодобычи на рынки Европы и Азии.

Реализация основных целей и направлений развития газовой отрасли, определенных Генеральной схемой, обеспечит решение следующих задач стоящих перед отраслью:

географическая диверсификация поставок российского газа путем создания новых транспортных коридоров на рынки АТР и развития СПГ проектов;

доведение затрат на производство и доставку газа на традиционные и потенциальные рынки до уровня конкурентной цены в первую очередь за счет улучшения показателей транспортировки и логистики поставок;

гибкий подход к формированию ценовой политики на экспортных рынках и выход на конечных покупателей;

создание продукции с повышенной добавочной стоимостью путем увеличения объемов и глубины переработки в газохимии;

пропаганда газового топлива как наиболее экономически и экологически эффективного для энергогенерации и транспорта, с активным использованием платформы ФСЭГ.

Электроэнергетическая отрасль

Электроэнергетическая отрасль характеризуется рядом особенностей, основными из которых являются единство технологического процесса производства и потребления электроэнергии, подчиненность общему режиму работы всей Единой электроэнергетической системы, особые требования к месту размещения электростанций, длительность процессов проектирования и сооружения энергообъектов, их высокая капиталоемкость. Это определяет особые требования к прогнозированию развития генерации и электросетевой инфраструктуры для недопущения дефицитов мощности и электроэнергии из-за невозможности или задержке по времени сооружения требующихся по балансу новых электростанций и линий электропередачи на территории Российской Федерации.

Главным требованием при прогнозировании развития электроэнергетики является координация планов развития на федеральном, региональном, межотраслевом уровнях, а также намерений и программ развития государственных и частных энергокомпаний, потенциальных инвесторов для обеспечения надежного функционирования Единой энергетической системы России и технологически изолированных электроэнергетических систем в долгосрочной перспективе.

Генеральная схема развития электроэнергетики до 2030 года предусматривает широкомасштабную модернизацию российской электроэнергетики и перевод ее на новый технологический уровень на базе разработки и внедрения новых ключевых энергетических технологий. К данным технологиям возможно отнести:

отечественные высокоэффективные газотурбинные установки (далее - ГТУ) большой мощности, что позволит создавать одновальные и многовальные парогазовые установки (далее - ПГУ);

экологически чистые угольные технологии на суперсверхкритических параметрах пара и с внутрицикловой газификацией твердого топлива.

Освоение новых технологий позволит перейти к масштабному выводу из эксплуатации морально устаревшего и физически изношенного

оборудования, объемы которого за последние годы постоянно нарастали. В первоочередном порядке подлежат демонтажу низкоэкономичные конденсационные паросиловые блоки на газе с заменой их на высокоэкономичные ПГУ. К 2030 году должно быть демонтировано не менее 50% всех находящихся в работе конденсационных паросиловых установок (далее - ПСУ).

Угольная промышленность

В соответствии с Долгосрочной программой развития угольной промышленности, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 24 января 2012 г. № 14-р реализация основных целей и направлений развития угольной отрасли должна обеспечить: последовательную модернизацию и обновление производственных мощностей по добыче угля: 25% мощностей - к 2015 году; 50% - к 2020 году; увеличение производительности труда в отрасли (добычи на одного занятого) в 1,3 раза к 2015 году, в 2,4 раза к 2020 году; повышение конкурентоспособности угольных компаний (в т.ч. рост рентабельности активов с 8 до 25%); повышение (не менее чем в 2-3 раза по основному кругу показателей) уровня промышленной и экологической безопасности в отрасли; увеличение примерно в 1,5 раза объема поступлений в бюджет (недропользование, налоги - в ценах 2010 года).

Реализация планов развития российского ТЭК предполагает активные действия по осуществлению мер направленных на практическое энергосбережение и повышение энергоэффективности. Страна осуществляет постепенное увеличение вложений в энергоэффективное оборудование, технологии и организационные решения, как в секторе домашних хозяйств, так и в промышленности и энергетике. Выполнение Энергетической стратегии страны будет происходить с учетом новых тенденций в мире, особенно в отношении повышения энергоэффективности.

Особая важность проблемы повышения энергоэффективности для экономики России диктуется тем, что наша страна имеет весьма высокую удельную энергоемкость экономики по сравнению, как с развитыми, так и с развивающимися странами.

Энергоемкость ВВП отдельных стран/регионов в 2000 и 2009 гг.

Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл. (2000 г. по ППС)		
Страна/регион	2000 год	2009 год
Мир	0,219	0,189
Китай	0,220	0,185
Россия	0,620	0,423
США	0,230	0,190
ЕС	0,159	0,138

Источник - МЭА.

Основными причинами этого является наличие значительного объема устаревшего энергетического оборудования и технологий, недостаточные стимулы к энергосбережению на практике, большая протяженность транспортных потоков энергоресурсов. На фоне усиления глобальной конкуренции (в частности по эффективности производства) решение задачи по укреплению статуса нашей страны как мировой энергетической державы требует кардинального роста энергоэффективности использования ресурсов.

Существенное повышение уровня энергетической эффективности может быть обеспечено только за счет использования программно-целевых инструментов, поскольку, во-первых, затрагивает все отрасли экономики и социальную сферу, всех производителей и потребителей энергетических ресурсов; во-вторых, требует государственного регулирования и высокой степени координации действий не только федеральных органов исполнительной власти, но и исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, организаций и граждан.

Цель государственной политики в области повышения энергоэффективности - снижение энергоемкости ВВП на 40% к 2020 году по сравнению с 2007 годом.

Энергетической стратегией России на период до 2030 года предусматривается увеличение доли электростанций, использующих возобновляемые источники, примерно от 16-17% в 2020 году до 19% к 2030 году. Увеличение выработки электроэнергии на основе использования энергии солнца, ветра, биомассы требует принятия дополнительных мер.

В электроэнергетике на основе использования возобновляемых источников энергии безусловный приоритет принадлежит использованию энергии воды. Россия располагает огромным гидроэнергетическим потенциалом - на ее территории сосредоточено около 9% мировых запасов гидроэнергии.

Значимость сохранения и улучшения состояния окружающей среды, повышение качества жизни людей, международное сотрудничество в области распространения прогрессивных технологий - эти и другие факторы способствовали активизации усилий по ускорению развития использования нетрадиционных для российской энергетики возобновляемых источников энергии.

1.3. Приоритеты государственной политики в сфере реализации государственной программы, цели, задачи и показатели (индикаторы) достижения целей и решения задач, описание основных ожидаемых конечных результатов государственной программы, сроков и этапов реализации государственной программы

Кризисные явления в мировой и российской экономике, нестабильность энергетических рынков определяют резкие колебания спроса на энергетические ресурсы внутри страны, при этом безусловность наполнения бюджета средствами, необходимыми для решения социальных и экономических проблем, требуют удержания конкурентных позиций на внешних рынках.

Одним из механизмов преодоления влияния явлений мирового финансово-экономического кризиса, является превращение ТЭК в финансово устойчивый, экономически эффективный, соответствующий экологическим стандартам, оснащенный передовыми технологиями комплекс - надежный и эффективный элемент инфраструктуры, обеспечивающий удовлетворение экономически обоснованных потребностей российской экономики и позволяющий решать задачи национальной, региональной и глобальной безопасности. В этом основная идея разрабатываемой государственной программы.

Цель государственной программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" - надежное обеспечение страны топливно-энергетическими ресурсами, повышение эффективности их использования и снижение антропогенного воздействия ТЭК на окружающую среду.

Данная цель находится в непосредственной компетенции Минэнерго России и соответствует цели Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030) (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р) - созданию инновационного и эффективного энергетического сектора страны, адекватному, как потребностям в энергоресурсах растущей экономики, так и внешнеэкономическим интересам России, обеспечивающему необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие страны.

Достижение цели государственной программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" обеспечивается решением следующих задач, соответствующих сфере деятельности и функциям ответственного исполнителя и соисполнителей государственной программы.

Задача 1. Развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности.

Энерго- и ресурсосбережение является одним из важнейших факторов, обеспечивающих эффективность функционирования отраслей и экономики в целом. Оно достигается посредством реализации мероприятий по энергосбережению; своевременным переходом к новым техническим решениям, технологическим процессам и оптимизационным формам управления; повышением качества продукции; использования международного опыта и другими мерами. Внедрение энергосберегающих технологий не только приводит к снижению издержек и повышению конкурентоспособности продукции, но и способствует повышению устойчивости ТЭК и улучшению экологической ситуации, снижению затрат на введение дополнительных мощностей, а также способствует снятию барьеров экономического развития за счет снижения технологических ограничений.

Задача 2. Совершенствование технологии добычи, транспортировки и повышение глубины переработки углеводородного сырья.

Недостаточная степень технической перевооруженности мощностей по переработке углеводородных ресурсов ведет к невозможности достижения глубины переработки нефти и качества нефтепродуктов, позволяющего их успешно реализовать на мировых рынках.

В части обеспечения выпуска качественных нефтепродуктов определены требования к качеству продукции на уровне мировых стандартов, что стимулирует российских производителей проводить

модернизацию и осуществлять строительство установок, позволяющих улучшать качество выпускаемых нефтепродуктов и выйти на новый качественный уровень в производстве топлива. Необходимость извлечения максимальной прибыли от переработанного нефтяного сырья, повышения эффективности его переработки, прогнозируемое снижение спроса на мазут стимулирует российских производителей значительно повысить глубину переработки нефти.

Задача 3. Развитие использования возобновляемых источников энергии и повышение экологической эффективности энергетики.

В контексте диверсификации источников энергоснабжения, возобновляемым источникам энергии отводится важная роль, поскольку их использование позволяет решить задачи снижения антропогенной нагрузки на окружающую среду и негативного влияния на климат, а также сократить зависимость от ископаемых видов топлива.

С использованием возобновляемых источников энергии по имеющимся статистическим данным в Российской Федерации в 2009 году выработано порядка 8,5 млрд. кВт·ч электрической энергии (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью более 25 МВт), что составляет менее 1% от общего объема производства электроэнергии в Российской Федерации.

Низкие темпы развития энергетики на основе использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии (далее - ВИЭ), в которые не включаются крупные гидроэлектростанции установленной мощностью свыше 25 МВт и теплоэлектростанции, работающие на биомассе, определяются следующими факторами:

неконкурентоспособностью проектов использования нетрадиционных ВИЭ в существующей рыночной среде по сравнению с проектами на основе использования ископаемых видов органического топлива;

наличием барьеров институционального характера, отсутствием программ поддержки использования нетрадиционных видов ВИЭ;

отсутствием инфраструктуры, требуемой для обеспечения ускоренного развития энергетики на основе использования нетрадиционных ВИЭ, в том числе недостаточность уровня и качества научного обслуживания, низкий уровень технологического развития;

отсутствием нормативно-технического и методического регулирования, а также инженерных и программных средств, необходимых для проектирования, сооружения и эксплуатации

генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ;

размещением большей части ресурсов нетрадиционных ВИЭ в труднодоступных районах со сложными климатическими условиями и малой плотностью населения.

При сложившихся в настоящее время на мировых энергетических рынках конъюнктуре и уровне технологического развития без государственной поддержки экономически возможно использование лишь незначительной части доступных ресурсов ВИЭ, за исключением энергии вод, используемой объектами крупной гидроэнергетики, и биомассы.

Задача 4. Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса.

Поддержка разработки и внедрения конкурентоспособной техники и технологий, обновления, модернизации и ввода новых мощностей, а также ведение научно-исследовательских работ (НИОКР) в топливно-энергетическом комплексе рассматривается Минэнерго России в качестве одной из важнейших задач, ключевыми направлениями решения которой служат усиление инвестиционной активности в части инноваций.

Первоочередное внимание при реализации инновационной политики уделяется ведению научно-исследовательских и конструкторских работ (НИОКР) и внедрению энергоэффективных технологий, направленных на решение первоочередных проблем ускоренного развития ТЭК и учитывающих приоритетные направления развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечень критических технологий Российской Федерации, утвержденных Указом Президента Российской Федерации от 7 июля 2011 г. № 899.

Инновационное развитие ТЭК базируется на последних достижениях НИОКР и совершенствовании инновационной инфраструктуры, позволяющей довести инновацию до конечного пользователя, в рамках устойчивой национальной инновационной системы (ЭС-2030).

Важнейшими инструментами решения задач модернизации и перспективного развития секторов топливно-энергетического комплекса и создания инновационной энергетики являются технологические платформы в энергетической сфере, основанные на принципах частно-государственного партнерства, и программы инновационного развития акционерных обществ с государственным участием.

Для содействия инновационному развитию ТЭК необходима адекватная информационно-аналитическая поддержка. Такую поддержку

должна обеспечить государственная информационная система топливно-энергетического комплекса. Помимо информационно-аналитической поддержки решения задач государственной программы, государственная информационная система топливно-энергетического комплекса предназначена для информационного обеспечения реализации государственной энергетической политики и, в частности, для решения задач государственного управления функционированием и развитием ТЭК России, направленных на достижение следующих целей:

- сбалансированное развитие современной инфраструктуры ТЭК, обеспечивающей снижение топливных издержек в экономике;
- повышение бюджетной эффективности ТЭК;
- повышение доступности услуг ТЭК для населения;
- повышение конкурентоспособности ТЭК России и дальнейшая интеграция российской энергетики в мировую энергетическую систему;
- повышение комплексной безопасности и устойчивости ТЭК;
- обеспечение мероприятий в сфере экологической безопасности;
- улучшение инвестиционного климата и развитие рыночных отношений.

Сведения о показателях (индикаторах) представлены в таблице 1. В качестве ключевых индикаторов, характеризующих достижение поставленных целей и решения задач, используются показатели:

- энергоёмкость - энергоёмкость ВВП (т у.т/млн.рублей);
- доля затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство отгруженных товаров, выполненных работ и услуг (%);
- глубина переработки нефти (%);
- снижение выбросов парниковых газов (млн. т экв.СО₂);
- доля организаций, осуществляющих технологические инновации, в общем количестве организаций (%);
- внутренние затраты на исследования и разработки, к выручке предприятий реализующих программы инновационного развития (%).

Сведения о показателях (индикаторах) подпрограммы представлены в таблице 1.

Энергоёмкость. Энергоёмкость ВВП страны определяет качество использования энергоресурсов, структуру промышленного производства, степень развитости национальной энергетической системы. Снижение энергоёмкости ВВП определяется программами энергосбережения и повышения энергоэффективности. Одним из важнейших инструментов снижения энергоёмкости ВВП является снижение потерь энергии на всех

технологических этапах, от добычи первичных ресурсов, до переработки, транспортировки и распределения.

Для определения экономической эффективности потребления топливно-энергетических ресурсов при производстве валового внутреннего продукта (далее - ВВП) в целом по России рассчитывается показатель энергоёмкости ВВП. Энергоёмкость ВВП - это обобщающий показатель, характеризующий уровень потребления топливно-энергетических ресурсов, приходящихся на единицу ВВП.

Показатель энергоёмкости определяется как отношение объема валового потребления топливно-энергетических ресурсов на все производственные и непроизводственные нужды в тоннах условного топлива к величине ВВП и рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{\text{ТЭР}}{\text{ВВП}},$$

где ТЭР - объем потребленных топливно-энергетических ресурсов внутри республики в тысячах тонн условного топлива;

ВВП - величина объема валового внутреннего продукта страны в постоянных ценах (млрд. рублей).

Технологические инновации. Результатом инновационного развития топливно-энергетического комплекса в соответствии со Стратегией инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 декабря 2011 г. № 2227-р, должно стать создание национальной энергетики нового технологического уровня, формирование научно-технических заделов, превышающих мировой уровень, и построение интеллектуальной энергетической инфраструктуры страны.

Необходимо отметить, что в результате реализации государственной программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" российский энергетический сектор внесет важнейший вклад в переход к устойчивому инновационному развитию российской экономики и обеспечит:

расширенное воспроизводство совокупного энергетического потенциала России;

необходимое развитие энергетической инфраструктуры;

стимулирование инновационного развития отраслей энергетики, а также смежных отраслей.

Глубина переработки нефти. Этот показатель характеризует собой более эффективное использование сырья, дальнейшее повышение эффективности технологических процессов на нефтеперерабатывающих заводах (далее - НПЗ) и дальнейшее повышение качества нефтепродуктов.

Снижение выбросов парниковых газов. Значительные объемы производства энергии в различных отраслях ТЭК практически по всей территории России определяют масштабы техногенного воздействия на окружающую природную среду, в частности эмиссия CO₂. Отдельные отрасли ТЭК имеют как общие черты с точки зрения негативных воздействий, так и специфические особенности. В связи с этим становится все более актуальным осуществление постоянного контроля за выбросами вредных веществ в атмосферу, а также постоянный поиск новых более совершенных решений в природоохранной деятельности.

При этом в соответствии с государственной программой "Энергоэффективность и развитие энергетики" будут достигнуты следующие основные конечные результаты реализации государственной программы:

снижение энергоемкости ВВП на 13,5% в 2020 году по отношению к уровню 2007 года за счет реализации мероприятий программы;

доля затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство отгруженных товаров, выполненных работ, услуг к 2020 году - 2,5%;

снижение выбросов парниковых газов к 2020 году - 393 млн. т экв. CO₂;

доля организаций, осуществляющих технологические инновации, в общем количестве организаций к 2020 году 25,0%;

внутренние затраты на исследования и разработки, к выручке предприятий реализующих программы инновационного развития к 2020 году 3,0% .

В целом реализация государственной программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" позволит удовлетворить требования к энергетическому сектору, вытекающие из намеченного перехода экономики страны на инновационный путь развития, и укрепить лидирующие позиции России на мировых энергетических рынках.

4. Обобщенная характеристика основных мероприятий государственной программы и подпрограмм государственной программы

Государственной программой предусматривается выполнение основных мероприятий, входящих в состав подпрограмм государственной программы, в том числе:

Подпрограмма 1. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности:

научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

предоставление субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на реализацию региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

модернизация государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и ее интеграция с государственной информационной системой топливно-энергетического комплекса;

реализация образовательных мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

развитие международного сотрудничества в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

развитие механизмов финансовой поддержки реализации проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

оперативное управление подпрограммой;

предоставление государственных гарантий по кредитам на реализацию проектов по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, привлекаемым организациями.

Выполнение основных мероприятий подпрограммы 1 направлено на обеспечение повышения конкурентоспособности, финансовой устойчивости, энергетической и экологической безопасности российской экономики, а также роста уровня и качества жизни населения за счет реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности на основе модернизации, технологического развития и перехода к рациональному и экологически ответственному использованию энергетических ресурсов.

Подпрограмма 2. Развитие и модернизация электроэнергетики:

модернизация и новое строительство генерирующих мощностей.

модернизация и новое строительство электросетевых объектов.

повышение доступности энергетической инфраструктуры.

снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Выполнение основных мероприятий подпрограммы 2 направлено на повышение надежности энергоснабжения потребителей, улучшение качества передаваемой электроэнергии, в том числе снижение общего числа отказов и технологических нарушений в электросетевом комплексе; снижение потерь электроэнергии, предотвращение возникновения техногенных аварий в результате замены изношенного оборудования; снижение доли затрат для потребителей; снижение доли затрат на транспорт электроэнергии; увеличение занятости в смежных отраслях промышленности, включая рост загрузки отечественных заводов-изготовителей оборудования, строительного-монтажных предприятий, научно-исследовательского и проектного комплекса страны; стимулирование внедрения новых технологий в энергетике России

Подпрограмма 3. Развитие нефтяной отрасли:

обеспечение уровней добычи нефти на месторождениях, находящихся в стадии эксплуатации и развитие новых центров нефтедобычи;

строительство, модернизация, реконструкция и эксплуатация трубопроводных систем с оптимальными параметрами транспорта нефти и нефтепродуктов и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок;

строительство, модернизация, реконструкция нефтеперерабатывающих предприятий;

повышение эффективности использования попутного нефтяного газа;

проведение технологического перевооружения за счет внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, направленных на оптимизацию процессов добычи с учетом внедрения технологий локализации и выработки остаточных запасов.

Выполнение основных мероприятий подпрограммы 3 направлено на создание условий, обеспечивающих максимизацию бюджетного и экономического эффектов функционирования нефтяной отрасли, увеличение глубины переработки нефти с доведением качества моторных топлив до мирового уровня.

Подпрограмма 4. Развитие газовой отрасли:

проведение технологического перевооружения за счет внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, направленных на оптимизацию процессов добычи с учетом внедрения технологий локализации и выработки остаточных запасов;

реализация комплекса мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа и подземного хранения газа (далее - ПХГ);

реализация проектов по строительству новых транспортных мощностей, развитие которых определяется с учетом планов по освоению новых газодобывающих регионов, формирования новых экспортных направлений поставок газа, расширению региональных ГТС для обеспечения поставок газа потребителям всех уровней, в том числе смежных отраслей энергетического сектора страны, поддержания технического состояния производственных объектов, повышения надежности, промышленной и экологической безопасности транспортировки газа, энергетической безопасности страны, а также повышения экономической эффективности транспортировки газа, включая энергосбережение и использование инновационных технологий;

расширение действующих ПХГ, строительство новых ПХГ в увязке с развитием Единой системы газоснабжения (ЕСГ), оптимизация режимов работы ПХГ и магистрального транспорта газа;

создание системы сбыта сжиженного природного газа (СПГ), включая строительство танкерного флота, обеспечение доступа к мощностям по регазификации и реализации газа на рынках конечных потребителей СПГ;

разработка и внедрение новых отечественных технологий производства СПГ с целью снижения их капиталоемкости и повышения конкурентоспособности новых мощностей.

Выполнение основных мероприятий подпрограммы 4 направлено на обеспечение надежного газоснабжения российских потребителей и выполнение обязательств по межправительственным соглашениям и заключенным контрактам на поставки природного газа в зарубежные страны.

Подпрограмма 5. Реструктуризация и развитие угольной промышленности:

модернизация действующих предприятий на основе инновационных технологий;

создание новых центров угледобычи;

обеспечение промышленной и экологической безопасности и охраны труда;

создание системы планомерного выбытия неэффективных мощностей;

развитие внутреннего рынка угольной продукции;
укрепление позиций России на мировом рынке угля;
выполнение проектов ликвидации организаций угольной промышленности.

Выполнение основных мероприятий подпрограммы 5 направлено на: реализацию потенциальных конкурентных преимуществ российских угольных компаний в рамках осуществления долгосрочной государственной энергетической политики и перехода к инновационному социально ориентированному типу экономического развития страны.

Подпрограмма 6. Развитие использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ):

строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

создание инфраструктурных условий развития использования возобновляемых источников энергии;

развитие мер государственной поддержки использования возобновляемых источников энергии в субъектах Российской Федерации.

Выполнение основных мероприятий подпрограммы 6 направлено на создание конкурентных преимуществ генерации электрической энергии на основе использования ВИЭ, обеспечивающих привлечение инвестиций для повышения экологической и энергетической эффективности и технологического развития энергетики в соответствии со стратегией национальной безопасности Российской Федерации.

Подпрограмма 7. Обеспечение реализации государственной программы:

организация и проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на совершенствование процессов сбора, обработки, хранения и использования информационных ресурсов топливно-энергетического комплекса;

формирование, хранение, ведение и организация использования информационных ресурсов топливно-энергетического комплекса, организационно-технологическое сопровождение функционирования государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса;

обеспечение деятельности Минэнерго России.

Выполнение основных мероприятий подпрограммы 7 направлено на: формирование государственного информационного пространства в сфере топливно-энергетического комплекса для информационно-

аналитического обеспечения создания инновационного и эффективного энергетического сектора страны;

создание отраслевой системы квалификации, соответствующей потребностям отраслей топливно-энергетического комплекса;

обеспечение деятельности Минэнерго России.

Формирование государственного информационного пространства в сфере топливно-энергетического комплекса направлено на повышение эффективности реализации государственных функций в сфере ТЭК и смежных отраслях экономики на основе использования государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса. Данный подход предполагает комплексное информационно-аналитическое обеспечение и совершенствование системы межведомственного информационного взаимодействия в сфере ТЭК на основе использования информационных технологий и технических средств, обеспечивающих автоматизированную обработку государственных информационных ресурсов ТЭК.

Характеристика основных мероприятий, входящих в состав подпрограмм государственной программы представлена в Таблице 2 к настоящей программе.

5. Обобщенная характеристика мер государственного регулирования

Оценка мер применения государственного регулирования и сведения о мерах правового регулирования в сфере реализации государственной программы представлены в Таблицах 3 и 4, соответственно.

В соответствии с положениями Энергетической стратегии России на период до 2030 года главными механизмами осуществления государственного регулирования в энергетике являются:

создание благоприятной экономической среды для функционирования топливно-энергетического комплекса;

введение системы перспективных технических регламентов, национальных стандартов и норм, повышающих управляемость и стимулирующих реализацию важнейших приоритетов и ориентиров развития энергетики, включая повышение энергоэффективности экономики;

стимулирование и поддержка стратегических инициатив хозяйствующих субъектов в инвестиционной, инновационной, энергосберегающей, экологической и других имеющих приоритетное значение сферах.

Создание благоприятной экономической среды для функционирования топливно-энергетического комплекса будет основываться на согласованном тарифном, налоговом, таможенном, антимонопольном регулировании и институциональных преобразованиях в топливно-энергетическом комплексе, за счет реализации следующих мероприятий:

формирование комплексного федерального и регионального законодательства по энергосбережению;

формирование целостной системы управления процессом повышения энергоэффективности;

формирование рынка энергосервисных услуг;

формирование рациональной системы внутренних цен на энергоносители за счет их постепенной управляемой либерализации для стимулирования экономного использования энергоносителей в экономике и населением;

стимулирование предпринимательской деятельности в сфере энергосбережения путем создания условий, предполагающих механизмы возврата частных инвестиций в энергосбережение;

рационализация налоговой нагрузки на предприятия энергетического сектора в рамках формирования нормативной правовой базы, направленной на эффективное экономическое регулирование в энергетическом секторе страны;

улучшение предпринимательского климата путем создания ясных и стабильных правил экономической деятельности компаний, гарантирующих соблюдение прав инвесторов за счет введения предсказуемого и сбалансированного режима налогообложения и нормативной правовой базы, защищающей права инвесторов и развитие конкуренции;

совершенствование амортизационной политики путем предоставления налогового режима ускоренной амортизации основных фондов для стимулирования инвестиций в их замену и обновление;

совершенствование государственного ценового (тарифного) регулирования в сфере естественных монополий, учитывающего объективный рост издержек добычи, производства и транспортировки энергоносителей на внутреннем рынке, потребность в инвестиционных ресурсах для развития инфраструктурных объектов, а также предполагающего усиление контроля за эффективностью расходов в данной сфере;

завершение формирования системы рынков в электроэнергетике, обеспечивающей достаточные стимулы для инвестиций в развитие самой отрасли и повышение эффективности использования электроэнергии у потребителей;

стимулирование и создание условий для внедрения экологически чистых энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий при производстве, транспортировке, хранении и использовании топливно-энергетических ресурсов;

снятие основных инфраструктурных, технологических и иных барьеров, препятствующих рациональному использованию попутного нефтяного газа и минимизации объемов его сжигания на факелах;

создание условий для увеличения производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии;

стимулирование развития форм частно-государственного партнерства в сфере технологических инноваций, расширение круга акционерных обществ, реализующих программы инновационного развития, формирование инновационной инфраструктуры.

Введение системы перспективных технических регламентов, национальных стандартов и норм, повышающих управляемость и стимулирующих реализацию важнейших приоритетов и ориентиров развития энергетики, включая повышение энергоэффективности экономики, будет осуществляться за счет реализации следующих мероприятий:

установление норм стимулирования рационального и эффективного расходования энергоресурсов (требования к удельному потреблению энергоресурсов машин и оборудования, потерям тепла в зданиях, расходу воды в установках, реализующих водоемкие технологические процессы);

введение специальных нормативов энергоэффективности и системы штрафов за их нарушение, а также системы налоговых льгот за достижение показателей, превышающих нормативы, для стимулирования замены устаревшего оборудования;

совершенствование системы учета и контроля надежности и качества товаров и услуг, предоставляемых компаниями топливно-энергетического комплекса.

Стимулирование и поддержка стратегических инициатив хозяйствующих субъектов в инвестиционной, инновационной, энергосберегающей, экологической и других имеющих приоритетное

значение сферах, будет осуществляться за счет реализации следующих мероприятий:

разработка государственной, региональных и муниципальных программ энергосбережения и организация мониторинга их выполнения;

государственная поддержка создания энергосберегающих технологий нового поколения и реализации пилотных энергосберегающих проектов;

стимулирование развития энергетического аудита путем создания специальных проектов, реализуемых в рамках программы поддержки развития малого бизнеса (бизнес-инкубаторы, программы обучения и др.), организация энергетического аудита организаций (предприятий) всех типов и классов с определенной периодичностью;

ликвидация безучетного пользования энергоресурсами путем оснащения приборами учета расхода энергии потребителей розничного рынка, в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и повышение энергетической эффективности;

повышение энергоэффективности бюджетного сектора в соответствии с нормами бюджетного законодательства Российской Федерации;

реализация специальных мер по повышению энергетической эффективности жилищно-коммунального комплекса, в том числе путем внедрения тарифного метода расчета доходности инвестированного капитала, внедрения новых обязательных строительных норм и правил эффективного использования энергии не только для объектов жилищно-коммунального хозяйства, но и для общественных, коммерческих и производственных зданий;

стимулирование развития и использования новых энергетических технологий, создающих продукцию с качественно новыми потребительскими свойствами;

реализация комплекса информационных и образовательных программ (мероприятий), пропаганда энергосбережения;

развитие и поддержка международного сотрудничества в сфере энергосбережения и энергоэффективности, исследований в поисках новых источников энергии;

развитие системы страхования рисков долгосрочного инвестирования в энергетический сектор;

создание объединенных лизинговых компаний для обеспечения организаций энергетического сектора передовыми технологиями и оборудованием;

стимулирование экономической мотивации деятельности малого и среднего бизнеса в энергетическом секторе с учетом отраслевой специфики и венчурного инновационного производства;

стимулирование технического перевооружения, инновационного развития предприятий и отраслей топливно-энергетического комплекса;

организация и стимулирование повышения квалификации работников топливно-энергетического комплекса всех уровней;

стимулирование увеличения производства высококачественного моторного топлива с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующего международным нормам и стандартам.

Информационное обеспечение указанных выше мероприятий реализуется в среде, создаваемой в рамках настоящей программы государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса (ГИС ТЭК).

6. Прогноз сводных показателей государственных заданий по этапам реализации государственной программы

В рамках подпрограмм 1 и 5 входящих в состав государственной программы, предусматривается выполнение государственных заданий на оказание государственных услуг (выполнение работ).

Подпрограмма 1. "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности":

формирование, ведение и организация исполнения федеральных и отраслевых информационных фондов, баз и банков данных, составляющих государственные ресурсы научно-технической информации ТЭК (в том числе в электронном виде);

проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на совершенствование и развитие процессов сбора, обработки, хранения информационных ресурсов ТЭК;

мониторинг и анализ мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и исследование проблем развития функционирования ТЭК.

Подпрограмма 5. "Реструктуризация и развитие угольной промышленности":

подготовка предложений по ликвидации последствий ведения горных работ на ликвидируемых угольных (сланцевых) шахтах и разрезах;

подготовка предложений по мониторингу экологических последствий ликвидации угольных (сланцевых) шахт и разрезов;

подготовка предложений по программам местного развития и обеспечению занятости населения шахтерских городов;

подготовка списков граждан, переселяемых из районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей в связи с ликвидацией организаций угольной промышленности;

проведение мониторинга движения численности персонала организаций угольной отрасли и анализа ситуации на региональных и местных рынках труда углепромышленных территорий;

подготовка предложений по обеспечению бесплатным пайковым углем льготных категорий граждан;

подготовка предложений по дополнительному пенсионному обеспечению (негосударственные пенсии) при увольнении работников организаций угольной промышленности;

подготовка предложений по оплате фактических расходов по переезду к новому месту жительства в другую местность граждан, переселяемых из районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей и покрытию непредвиденных затрат по социальной поддержке работников, уволенных в связи с ликвидацией организаций угольной промышленности, и погашению задолженности по возмещению вреда пострадавшим работникам угольной промышленности.

Прогноз сводных показателей государственных заданий на оказание государственных услуг (выполнение работ) на период реализации государственной программы представлен в Таблице 5.

7. Обобщенная характеристика основных мероприятий, реализуемых субъектами Российской Федерации

Стратегической целью региональной энергетической политики в Российской Федерации является создание устойчивой и способной к саморегулированию системы обеспечения региональной энергетической безопасности с учетом оптимизации территориальной структуры производства и потребления топливно-энергетических ресурсов.

Проведение региональной энергетической политики на территории Российской Федерации (с различными природно-климатическими и социально-экономическими условиями), должно учитывать специфику

регионов страны и осуществляться во взаимоувязке с решением стратегических общегосударственных задач перспективного развития экономики и энергетики.

Для достижения стратегической цели региональной энергетической политики необходимо решение следующих задач:

совершенствование взаимодействия на основе законодательного разграничения полномочий в сфере реализации энергосберегающей политики, обеспечения надежности и безопасности, регулирования и развития энергетического сектора между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления;

государственная поддержка развития меж- и внутрирегиональной энергетической инфраструктуры;

реализация крупных региональных стратегических инициатив государства и бизнеса (энергетическое освоение Восточной Сибири и Дальнего Востока, полуострова Ямал, Арктики);

стимулирование комплексного развития региональной энергетики.

Необходимо отметить, что цель государственной программы - надежное обеспечение страны топливно-энергетическими ресурсами, повышение эффективности их использования и снижение антропогенного воздействия ТЭК на окружающую среду относится к предмету совместного ведения Российской Федерации и субъектов Российской Федерации. В рамках достижения цели государственной программы, субъекты Российской Федерации во взаимодействии с федеральным уровнем власти выполняют мероприятия по:

обеспечению согласованности региональных и федеральных стратегических программ развития энергетики и отдельных ее отраслей и секторов, законодательного разграничения полномочий и зон ответственности властей разного уровня, совершенствованию и повышению прозрачности системы распределения доходов от добычи и производства энергоресурсов;

ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике;

развитию необходимых меж- и внутрирегиональных энерготранспортных коммуникаций, созданию разных видов энергетической инфраструктуры для региональных территориально-производственных кластеров энергоемкого (ресурсного) и энергоэффективного (инновационного) типов развития;

разработке и реализации региональных энергетических программ, региональных программ энергосбережения, максимизации экономически эффективного использования местных источников топливно-энергетических ресурсов, развитию экономически эффективных децентрализованных и индивидуальных систем теплоснабжения.

8. Информация об участии государственных корпораций, акционерных обществ с государственным участием, общественных, научных и иных организаций в реализации государственной программы

В рамках выполнения задач государственной программы предусматривается участие акционерных обществ с государственным участием, а также крупных частных компаний.

В рамках выполнения задачи 1 "Развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности" предусматривается участие энергокомпаний с государственным участием (ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС", ООО "Газпромэнергохолдинг", ОАО "РАО ЭС Востока", ОАО "РусГидро", ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Холдинг МРСК"), энергомашиностроительных компаний (ОАО "ЭМАльянс", ОАО "Силовые машины", ЗАО "Уральский турбинный завод", ОАО "Атомэнергомаш", НПО "Сатурн", Группа компаний "НОВАЭМ" (ОАО "Сибэнергомаш"), ООО "Тольяттинский трансформатор", ЗАО "Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш", ОАО "ПК ХК "Электрозавод", АББ Россия, ОАО ВО "Электроаппарат", "НПП "ЭКРА", ОАО "ВНИИР", ОАО "Севкабель-Холдинг", ЗАО "АББ Москабель", Группа компаний "Москабельмет"), а также ведущих организаций отрасли и РАН: ОАО "Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского" (ОАО "ЭНИН"), ОАО "Институт Теплопроект", ОАО "ВТИ", ОАО "Институт Энергосетьпроект", ОАО "ВИИПИэнергопром", ОАО "НИИПТ", ИНЭИ РАН, ИСЭМ СО РАН, РИЦ "Курчатовский институт" и др.

Основными направлениями деятельности указанных выше энергокомпаний, в рамках реализации задачи 1 "Развитие энергосбережения и повышение энерго-эффективности" являются: развитие генерирующих и сетевых мощностей, обеспечивающих необходимый уровень надежности снабжения электроэнергией как страны в целом, так и отдельных ее регионов;

строительство и модернизация основных производственных фондов в электроэнергетике (электростанции, электрические сети) для обеспечения потребностей экономики и общества в электроэнергии;

внедрение новых экологически чистых и высокоэффективных технологий сжигания угля, парогазовых установок с высокими коэффициентами полезного действия, управляемых электрических сетей нового поколения и других новых технологий для повышения эффективности отрасли;

снижение негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду на основе применения наилучших технологий.

В рамках выполнения задачи 2 "Совершенствование технологий добычи, транспортировки и повышение глубины переработки углеводородного и угольного сырья" предусматривается участие: **ОАО "Газпром", нефтяных компаний, угольных компаний, научно-исследовательских институтов и организаций.**

Основными направлениями деятельности указанных выше энергокомпаний, в рамках реализации задачи 2 "Совершенствование технологий добычи, транспортировки и повышение глубины переработки углеводородного сырья" являются:

строительство новых и реконструкция действующих производств вторичной переработки нефти;

использование новейших научных достижений в сфере нефтепереработки, добыче угля;

оптимизация работы нефтеперерабатывающей, угольной промышленности.

В рамках выполнения задачи 3 "Развитие использования возобновляемых источников энергии и повышение экологической эффективности энергетики" предусматривается участие энергокомпаний с государственным участием (ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС", ОАО "РАО ЭС Востока", ОАО "РусГидро", ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Холдинг МРСК"), государственных корпораций (ГК "Роснано", ГК "Вега" и т.д.), энергомашиностроительных компаний (ОАО "Силовые машины", ЗАО "Уральский турбинный завод", ОАО "Атомэнергомаш", ЗАО "Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш", АББ Россия, ОАО "Рыбинский завод приборостроения", "Шнейдер-электрик-СНГ", ЗАО "Межрегионсоюзэнерго" Группа компаний "Ренова", ООО "Хевел", "СОВИТЭК-Россия", ОАО "Евросибэнерго", ЗАО "Норд Гидро", Государственный ракетный центр им. Макеева, ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева" и др.), а также ведущих организаций отрасли и РАН.

Основными направлениями деятельности указанных выше энергокомпаний, в рамках реализации задачи 3 "Развитие использования возобновляемых источников энергии и повышение экологической эффективности энергетики" являются:

проектирование, строительство и эксплуатация генерирующих объектов на основе использования возобновляемых источников энергии;

производство оборудования для создания генерирующих объектов на основе использования возобновляемых источников энергии.

В рамках выполнения задачи 4 "Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса" предусматривается участие:

акционерных обществ топливно-энергетического комплекса с государственным участием (ОАО "Газпром", ОАО "НК "Роснефть", ОАО "АК "Транснефть", ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Холдинг МРСК", ОАО "СО ЕЭС", ОАО "РАО ЕС Востока", ОАО "Иркутскэнерго", ОАО "РусГидро" ОАО "Зарубежнефть", ОАО "Газпром нефть", ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС") в части реализации программ инновационного развития;

организаций - участниц технологических платформ, сформированных в соответствии с решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 3 августа 2010 г. ("Интеллектуальная энергетическая система России", "Малая распределенная энергетика", "Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности", "Перспективные технологии возобновляемой энергетики", "Технологии добычи и использования углеводородов", "Глубокая переработка углеводородных ресурсов", "Технологическая платформа твердых полезных ископаемых");

акционерных обществ топливно-энергетического комплекса и смежных отраслей промышленности, организаций РАН, ОАО "РОСНАНО", Российского фонда фундаментальных исследований, Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере, ОАО "Российская венчурная компания", Российского фонда технологического развития, Внешэкономбанка, ОАО "Российский банк развития", Агентства стратегических инициатив, высших учебных заведений и др.

В части ГИС ТЭК.

В соответствии с Федеральным законом от 3 декабря 2011 г. № 382-ФЗ "О государственной информационной системе топливно-

энергетического комплекса" развитие ГИС ТЭК осуществляется Минэнерго России в пределах выделенных на эти цели средств и включает разработку интеграционного и отраслевых сегментов ГИС ТЭК, ввод их в эксплуатацию, создание или приобретение программно-технических средств, необходимых для обеспечения эксплуатации ГИС ТЭК, выполнение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ.

Эксплуатацию ГИС ТЭК организует Минэнерго России. Для эксплуатации отраслевых сегментов ГИС ТЭК Минэнерго России может привлекать ведомственные организации в установленном порядке в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Основными направлениями деятельности указанных выше компаний, в рамках реализации задачи 4 "Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса" являются:

выполнение программ инновационного развития ОАО "Газпром", ОАО "НК "Роснефть", ОАО "АК "Транснефть", ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Холдинг МРСК", ОАО "СО ЕЭС", ОАО "РАО ЕС Востока", ОАО "Иркутскэнерго", ОАО "РусГидро", ОАО "Зарубежнефть", ОАО "Газпром нефть", ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС" (внедрение новых технологий, сотрудничество с научными и учебными организациями, партнерство с инновационными компаниями малого и среднего бизнеса, совершенствование системы создания, учета и управления объектами интеллектуальной собственности, развитие научно-исследовательских баз, создание систем управления инновационной деятельностью, расширение внешнеэкономического сотрудничества в инновационной сфере и другие мероприятия);

реализация стратегических программ исследований технологических платформ "Интеллектуальная энергетическая система России", "Малая распределенная энергетика", "Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности", "Перспективные технологии возобновляемой энергетики", "Технологии добычи и использования углеводородов", "Глубокая переработка углеводородных ресурсов", "Технологическая платформа твердых полезных ископаемых", предусматривающих определение средне- и долгосрочных приоритетов в проведении исследований и разработок, формирование механизмов научно-производственной кооперации, создание пилотных и инжиниринговых центров открытых технологий и другие мероприятия по созданию приоритетных технологий;

создание и внедрение в отраслях топливно-энергетического комплекса нового поколения наноматериалов и нанотехнологий (покрытия, катализаторы, реагенты, наноструктурированные материалы и др.), организация сотрудничества компаний топливно-энергетического комплекса с нанотехнологическими центрами, создаваемыми ОАО "РОСНАНО" для коммерциализации результатов научных исследований в сфере создания нанопродукции;

создание корпоративных венчурных фондов (ОАО "Газпром", ОАО "НК "Роснефть", ОАО "РусГидро");

развитие инновационной инфраструктуры в сфере топливно-энергетического комплекса (корпоративных технопарков, бизнес-инкубаторов в ВУЗах), расширение сотрудничества с технопарками, технико-внедренческими и промышленно-производственными особыми экономическими зонами, наукоградами, центрами трансфера технологий, центрами коллективного пользования, инновационными кластерами;

предоставление информации для формирования государственных информационных ресурсов топливно-энергетического комплекса;

обеспечение гармонизации технического обеспечения организаций с программным обеспечением ГИС ТЭК.

9. Обоснование выделения подпрограмм и включения в состав государственной программы

Состав и структура подпрограмм, включенных в государственную программу, имеют четкую отраслевую направленность и обусловлены стратегическими инициативами развития топливно-энергетического комплекса Российской Федерации, определенными Энергетической стратегией России на период до 2030 года (ЭС-2030). К числу важнейших стратегических инициатив относятся:

технологическое перевооружение нефтеперерабатывающих предприятий, формирование нефтегазовых комплексов в восточных регионах страны;

освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий России;

развитие и территориальная диверсификация энергетической инфраструктуры;

развитие нетопливной энергетики;

развитие энергосбережения.

Структура государственной программы включает в себя 7 подпрограмм:

1. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности.
2. Развитие и модернизация электроэнергетики.
3. Развитие нефтяной отрасли.
4. Развитие газовой отрасли.
5. Реструктуризация и развитие угольной промышленности.
6. Развитие использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ).
7. Обеспечение реализации государственной программы.

Подпрограмма 1 "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности" направлена на достижение стратегической инициативы развития топливно-энергетического комплекса - развитие энергосбережения.

Также данная подпрограмма обеспечивает выполнение следующих направлений реализации государственной программы: энергосбережение и повышение энергетической эффективности.

Подпрограмма 2 «Развитие и модернизация электроэнергетики» направлена на инвестиционно-инновационное обновление отрасли с целью обеспечения высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, передачи и распределения и потребления электрической энергии.

Кроме того, подпрограмма обеспечивает выполнение следующих направлений реализации государственной программы: совершенствование деятельности естественных монополий в сфере энергетики, структурная модернизация топливно-энергетического комплекса.

Подпрограмма 3 "Развитие нефтяной отрасли" направлена на реализацию следующих стратегических инициатив: формирование нефтегазовых комплексов в восточных регионах страны, освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий России.

Также данная подпрограмма обеспечивает выполнение следующих направлений реализации государственной программы: совершенствование деятельности естественных монополий в сфере энергетики, структурная модернизация топливно-энергетического комплекса.

Подпрограмма 4 "Развитие газовой отрасли" направлена на достижение следующих стратегических инициатив: формирование нефтегазовых комплексов в восточных регионах страны, освоение

углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий России.

Кроме того, данная подпрограмма обеспечивает выполнение следующих направлений реализации государственной программы: совершенствование деятельности естественных монополий в сфере энергетики, структурная модернизация топливно-энергетического комплекса.

Подпрограмма 5 "Реструктуризация и развитие угольной промышленности" направлена на достижение следующих стратегических инициатив: развитие и территориальная диверсификация энергетической инфраструктуры.

Данная подпрограмма обеспечивает выполнение следующих направлений реализации государственной программы: структурная модернизация топливно-энергетического комплекса.

Подпрограмма 6. "Развитие использования возобновляемых источников энергии" направлена на достижение такой стратегической инициативы, как развитие нетопливной энергетики, а также обеспечивает достижение долгосрочных интересов национальной безопасности Российской Федерации в условиях истощения углеводородных ресурсов и опережающего роста потребления энергоресурсов относительно роста их добычи, сокращение негативного воздействия на окружающую среду для смягчения последствий изменения климата.

Кроме того, подпрограмма является одним из важнейших элементов выполнения такого направления реализации государственной программы, предусмотренной перечнем государственных программ Российской Федерации, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2010 г. № 1950-р, как структурная модернизация топливно-энергетического комплекса.

Подпрограмма 7 "Обеспечение реализации государственной программы", направлена на достижение цели и задач государственной программы и подпрограмм, входящих в состав государственной программы, за счет обеспечения эффективной деятельности федеральных органов исполнительной власти, в сфере топливно-энергетического комплекса.

Данная подпрограмма направлена на решение следующих задач:
совершенствование административных процедур исполнения функций и полномочий Минэнерго России;
развитие ГИС ТЭК.

10. Обоснование объема финансовых ресурсов, необходимых для реализации государственной программы

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации государственной программы составляет 28 658 762 481,60 тыс. рублей (таблица 7)

В том числе:

из средств федерального бюджета - 104 808 951,50 тыс. рублей (таблица 6);

из средств консолидированных бюджетов субъектов Российской Федерации - 562 343 000,00 тыс. рублей;

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 27 991 610 530,10 тыс. рублей;

Объем ресурсного обеспечения реализации государственной программы из средств федерального бюджета составит:

2013 год - 17 056 876,90 тыс. рублей;

2014 год - 14 206 022,80 тыс. рублей;

2015 год - 11 650 782,40 тыс. рублей;

2016 год - 16 044 516,40 тыс. рублей;

2017 год - 14 246 003,40 тыс. рублей;

2018 год - 11 864 043,60 тыс. рублей;

2019 год - 9 850 519,00 тыс. рублей;

2020 год - 9 890 187,00 тыс. рублей.

Объем финансовых ресурсов за счет средств федерального бюджета на период 2013 - 2015 годов определен на основе Федерального закона от 3 декабря 2012 г. № 216-ФЗ "О федеральном бюджета на 2013 год и плановый период 2014 и 2015 годов" и дополнительных финансовых ресурсов, необходимых для реализации государственной программы. Объем финансовых ресурсов на период 2016 - 2020 годов рассчитан с использованием среднего уровня инфляции, определенного сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации и основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, включающие предельный уровень цен (тарифов) на услуги естественных монополий, на 2013 год и плановый период 2014 и 2015 годов.

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации Подпрограммы 1. "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности", составляет 6 283 220 470,90 тыс. рублей

В том числе:

из средств федерального бюджета - 53 907 180,90 тыс. рублей;

из средств консолидированных бюджетов субъектов Российской Федерации - 562 343 000,00 тыс. рублей;

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 5 666 970 290,00 тыс. рублей

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации Подпрограммы 2. "Развитие и модернизация электроэнергетики", составляет 8 273 482 240,10 тыс. рублей

В том числе:

из средств федерального бюджета - 500 000 ,00 тыс. рублей;

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 8 272 982 240,10 тыс. рублей

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации Подпрограммы 3. "Развитие нефтяной отрасли", составляет 6 214 500 000,00 тыс. рублей В том числе:

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 6 214 500 000,00 тыс. рублей

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации Подпрограммы 4. "Развитие газовой отрасли", составляет 6 077 400 000,00 тыс. рублей

В том числе:

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 6 077 400 000,00 тыс. рублей

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации Подпрограммы 5. "Реструктуризация и развитие угольной промышленности", составляет 1 117 733 475,10 тыс. рублей

В том числе:

из средств федерального бюджета - 37 975 475,10 тыс. рублей

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 1 079 758 000,00 тыс. рублей

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации Подпрограммы 6 "Развитие использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ)", составляет 681 800 000,00 тыс. рублей

В том числе:

из средств федерального бюджета - 1 800 000,00 тыс. рублей;

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 680 000 000,00 тыс. рублей

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации Подпрограммы 7 "Обеспечение реализации государственной программы", составляет - 10 626 295,50 тыс. рублей

В том числе:

из средств федерального бюджета - 10 626 295,50 тыс. рублей

В составе государственной программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" определено следующее распределение объемов бюджетных ассигнований между ответственным исполнителем и участниками государственной программы:

ответственный исполнитель Минэнерго России - 104 595 201,50 тыс. рублей;

участник программы Минпромторг России - 213 750,00 тыс. рублей

Ресурсное обеспечение реализации государственной программы за счет средств федерального бюджета, ресурсное обеспечение и прогнозная (справочная) оценка расходов бюджетов государственных внебюджетных фондов, консолидированных бюджетов субъектов Российской Федерации и юридических лиц на реализацию целей государственной программы Российской Федерации приведены в таблицах 6 и 7 соответственно.

Указанные расходы подлежат ежегодному уточнению в рамках бюджетного цикла.

11. Анализ рисков при реализации государственной программы и описание мер управления рисками при реализации государственной программы

В рамках реализации государственной программы можно выделить следующие риски, оказывающие влияние на достижение цели и задач государственной программы.

1. Макроэкономические риски. Продолжительная рецессия мировой экономики и обусловленное этим ухудшение внутренней и внешней конъюнктуры мировых цен на товары российского экспорта, являющиеся основными источниками доходов российского бюджета, может помешать развитию ТЭК.

1.1. Последствия мирового финансово-экономического кризиса, а также его большая продолжительность, недостаточный темп и эффективность преобразований в топливно-энергетическом комплексе, которые должны создать основу для устойчивого посткризисного развития.

Снижение темпов роста экономики и уровня инвестиционной активности, мировой финансовый кризис, повышение уровня инфляции не позволят интенсифицировать развитие отраслей ТЭК.

В этих условиях возрастет роль государственного участия в развитии российского энергетического сектора, в том числе в обеспечении необходимыми ресурсами для строительства и модернизации энергетической инфраструктуры, предоставлении бизнесу государственных гарантий под реализацию приоритетных долгосрочных инвестиционных проектов, поддержке финансово-экономической устойчивости системообразующих компаний энергетического сектора.

В этой связи, основными мерами управления риском такого характера являются: создание необходимых условий и снятие основных барьеров (как на внутреннем рынке, так и во взаимодействии с зарубежными партнерами); корректировка и синхронизация планов и программы развития энергетического сектора с мероприятиями, предусмотренными Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р (с учетом вероятной корректировки сроков и параметров реализации последних в результате влияния глобального экономического кризиса).

Кроме того, планируется осуществить работы по развитию и обновлению основных производственных фондов и инфраструктуры энергетического сектора (в том числе по завершению наиболее важных из ранее начатых проектов), выделить территории и регионы, в которых необходимо обеспечить опережающее развитие энергетической инфраструктуры и перелом негативных тенденций в развитии сырьевой базы энергетики, завершить формирование базовых рыночных институтов, стабильной и эффективной нормативной правовой базы и системы государственного регулирования в энергетике.

1.2. Отставание российского энергетического сектора от ускоренного посткризисного развития передовых стран, отсутствие необходимых условий для последующего перехода к инновационной энергетике будущего.

Не соответствующее мировым темпам, техническое и технологическое обновление отраслей российского топливно-энергетического комплекса за счет отечественных технологий, материалов и оборудования, не позволит создать своевременные и достаточные

условия для перехода на новую технологическую волну, связанную с расширенным использованием неуглеводородной энергетики в мировой экономике.

В этих условиях прямое государственное участие в развитии энергетического сектора будет постепенно ослабевать и заменяться на различные формы частно-государственного партнерства, особенно в части строительства и модернизации энергетической инфраструктуры, развития инноваций. При этом государство должно усилить свое регулирующее влияние в сфере совершенствования и оптимизации институциональной среды в российском энергетическом секторе.

В этой связи, основными мерами управления риском такого характера являются: инновационное обновление отраслей топливно-энергетического комплекса за счет отечественных технологий, материалов и оборудования; расширенное использование неуглеводородной энергетики в экономике.

1.3. Обеспечение необходимого уровня качества и эффективности инноваций в энергетическом секторе.

Недостаточный уровень качества и эффективности инноваций приведет к увеличению степени ориентации энергетического сектора при модернизации на использование импортных технологий и оборудования, что вызовет зависимость российского топливно-энергетического комплекса от зарубежных компаний, значительно снизит потребность в российском оборудовании, приведет к спаду в отечественном машиностроении и других секторах экономики, а также торможению развития российской науки.

В этих условиях роль государственного участия в развитии энергетического сектора должно заключаться в усилении роли государства в модернизации сектора исследований и разработок, качественной подготовке научных и инженерных кадров, преимущественной поддержке инновационных направлений развития энергетического сектора и инновационной сферы топливно-энергетического комплекса, а также в регулировании и обеспечении устойчивой институциональной среды для эффективного функционирования энергетического сектора. При этом должна возрасти государственная поддержка деятельности технологических платформ в энергетическом секторе и инновационных кластеров. Должна быть создана сеть государственных научных центров и национальных исследовательских центров в топливно-энергетическом комплексе.

2. Техногенные и экологические риски. С учетом того, что износ основных фондов в энергетике достигает в среднем 60 - 70%, вероятность техногенной аварии является довольно высокой, при этом велика и вероятность нанесения окружающей среде существенного ущерба. Любая крупная техногенная или экологическая катастрофа, возможные лавинообразные отказы действующего оборудования потребуют серьезных дополнительных капиталовложений и приведут к отвлечению средств с других объектов энергетического сектора. В последние годы риски подобных происшествий повысились в связи с увеличением вероятности террористических действий. В числе побочных последствий таких происшествий можно ожидать снижение инвестиционной привлекательности и рейтинга доверия со стороны кредитных организаций и международных финансовых институтов.

В этой связи основными мерами управления риском такого характера в целях его минимизации, являются: обновление основных фондов, переход к прогрессивным технологиям, и реализации мероприятий риск-менеджмента.

3. Недостаточный уровень бюджетного финансирования. Сокращение финансирования энергетики из федерального бюджета по сравнению с установленными нормативными значениями - не редкость в настоящее время. Недофинансирование запланированных мероприятий создает угрозу срыва решения задач.

В этой связи, основными мерами управления риском такого характера, являются: развитие государственно-частного партнерства; стимулирование инвестиционной деятельности; расширение числа возможных источников финансирования, мероприятий по оптимизации издержек и повышению эффективности управления.

Необходимо отметить, что управление рисками в целях их минимизации, также предусматривается мероприятиями государственной программы по совершенствованию государственного регулирования, предусматривающего: совершенствование тарифного, налогового, таможенного и антимонопольного регулирования, а также повышение инвестиционной привлекательности топливно-энергетического комплекса.

12. Методика оценки эффективности государственной программы

Оценка эффективности государственной программы основывается на необходимости проведения оценок по следующим направлениям:

1. Степень достижения целей и решения задач программы. Методика проведения оценки, в рамках данного направления, заключается в сопоставлении фактических значений показателей достижения целей и решения задач государственной программы с их плановыми значениями.

Алгоритм проведения оценки можно представить в следующем виде:

$$P_{ц} = P_{ф} / P_{п} * 100,$$

где:

$P_{ц}$ - степень достижения цели государственной программы, %;

$P_{ф}$ - фактическое значение индикатора цели государственной программы;

$P_{п}$ - плановое значение индикатора цели государственной программы.

$$P_{з} = P_{ф} / P_{п} * 100,$$

где:

$P_{з}$ - степень достижения задачи государственной программы, %;

$P_{ф}$ - фактическое значение показателя задачи государственной программы;

$P_{п}$ - плановое значение показателя задачи государственной программы.

Исходными данными для проведения расчетов являются сведения, представленные в таблице 1 настоящей программы.

Для принятия решения о степени достижения целей и решения задач государственной программы используется следующая качественная шкала:

Численное значение показателя степени достижения целей и задач государственной программы ($P_{ц}$), в процентах	Качественная характеристика
$80\% \leq P_{ц}$	Достигнута
$40\% \leq P_{ц} < 80\%$	Частично достигнута
$P_{ц} < 40\%$	Не достигнута

2. Степень соответствия запланированному уровню затрат и эффективности использования средств федерального бюджета. Методика проведения оценки, в рамках данного направления, заключается в

сопоставлении плановых и фактических объемов финансирования основных мероприятий государственной программы.

Алгоритм проведения оценки можно представить в следующем виде:

$$З = Зф / Зп * 100, \text{ где:}$$

З - степень соответствия запланированному уровню затрат и эффективности использования средств федерального бюджета, %;

Зф - фактическое значение объема финансовых ресурсов, направленных на реализацию мероприятия за отчетный период;

Зп - плановое значение объема финансовых ресурсов, направленных на реализацию мероприятия за отчетный период.

Исходными данными для проведения расчетов являются сведения, представленные в таблице 6 настоящей программы.

Для принятия решения о степени соответствия запланированному уровню затрат и эффективности использования средств федерального бюджета на реализацию государственной программы (З) используется следующая качественная шкала:

Численное значение показателя степени соответствия запланированному уровню затрат и эффективности использования средств федерального бюджета на реализацию государственной программы (З), в процентах	Качественная характеристика
90% ≤ З	Соответствует
50% ≤ З < 90%	Частично соответствует
З < 50%	Не соответствует

3. Степень реализации мероприятий (достижения ожидаемых непосредственных результатов их реализации) (Рм). Методика проведения оценки, в рамках данного направления, заключается в сопоставлении заявленных и фактических полученных результатов реализации основных мероприятий государственной программы.

Исходными данными для проведения оценки являются сведения, представленные в таблице 2 настоящей программы.

Для принятия решения о степени реализации мероприятий (достижения ожидаемых непосредственных результатов их реализации) (R_m), используется следующая качественная шкала:

Численное значение показателя степени реализации мероприятий (достижения ожидаемых непосредственных результатов их реализации), в процентах	Качественная характеристика
$80\% \leq R_m$	Достигнуты
$40\% \leq R_m < 80\%$	Частично достигнуты
$R_m < 40\%$	Не достигнуты

Оценка планируемой эффективности государственной программы Российской Федерации "Энергоэффективность и развитие энергетики" приведена в приложении № 1 к Государственной программе Российской Федерации "Энергоэффективность и развитие энергетики".

Подпрограмма 1. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

Подпрограмма обеспечивает решение следующих задач государственной программы:

- задача 1 «Развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности»;
- задача 4 «Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса».

Основные мероприятия подпрограммы:

- развитие методического обеспечения и совершенствование общей нормативно-правовой базы в области энергоэффективности и энергосбережения
- разработка и внедрение отраслевых нормативов и актов технического регулирования, способствующих реализации проектов в области энергоэффективности и энергосбережения

- реализация прочих инициатив административно-управленческого регулирования, направленных на активизацию деятельности в области энергоэффективности и энергосбережения
- предоставление субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на реализацию региональных программ в области энергоэффективности и энергосбережения
- создание механизмов финансовой поддержки и привлечения внебюджетных источников финансирования для реализации проектов в области энергоэффективности и энергосбережения
- предоставление налоговых льгот и субсидий при приобретении энергоэффективного оборудования и техники
- заключение целевых соглашений с крупнейшими предприятиями и ресурсоснабжающими организациями по повышению энергоэффективности своей деятельности
- развитие рыночных механизмов стимулирования энергосбережения
- разработка и реализация комплекса мер по привлечению внебюджетного финансирования в модернизацию теплоэнергетики и коммунального хозяйства на принципах государственно-частного партнерства
- развитие системы маркировки класса энергоэффективности
- модернизация государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и ее интеграция с государственной информационной системой топливно-энергетического комплекса
- продвижение и обучение деятельности в области энергоэффективности и энергосбережения
- разработка и реализация мер государственной поддержки создания и внедрения отдельных энергоэффективных технологий и

технических мероприятий, включая финансирование НИОКР и реализацию отдельных пилотных проектов

- оперативное управление подпрограммой.

Выполнение основных мероприятий подпрограммы 1 направлено на обеспечение повышения конкурентоспособности, финансовой устойчивости, энергетической и экологической безопасности российской экономики, а также роста уровня и качества жизни населения за счет реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности на основе модернизации, технологического развития и перехода к рациональному и экологически ответственному использованию энергетических ресурсов.

Паспорт подпрограммы:

Ответственный исполнитель подпрограммы	Минэнерго России
Соисполнители подпрограммы	нет
Участники подпрограммы	Минпромторг России
Программно-целевые инструменты подпрограммы	В сфере реализации подпрограммы не применяются федеральные целевые программы и ведомственные целевые программы, подпрограмма состоит из основных мероприятий
Цели подпрограммы	Снижение энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации за счет стимулирования технологической модернизации экономики и формирования бережливой модели энергопотребления
Задачи подпрограммы	1. Совершенствование нормативно-правового регулирования и методического обеспечения в области энергоэффективности и энергосбережения 2. Финансово-экономическое стимулирование

	<p>реализации проектов в области энергоэффективности и энергосбережения</p> <p>3. Внедрение институциональных механизмов, активизирующих деятельность в области энергоэффективности и энергосбережения</p> <p>4. Повышение информированности общества об энергоэффективном оборудовании, технологиях и достижениях в области энергоэффективности и энергосбережения</p> <p>5. Обеспечение внедрения новых прорывных технологий и технических мероприятий в области энергоэффективности и энергосбережения</p>
<p>Целевые индикаторы и показатели подпрограммы</p>	<p><u>I. Интегральные показатели</u></p> <p>1. Снижение энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации за счет реализации подпрограммы.</p> <p>2. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы годовой экономии первичной энергии</p> <p>3. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии первичной энергии</p> <p>4. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии природного газа</p> <p>5. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии электроэнергии</p> <p>6. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии тепловой энергии</p> <p>7. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии нефти и нефтепродуктов</p> <p>8. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарного снижения выбросов</p>

парниковых газов

II. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электроэнергетике

9. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на тепловых электростанциях

10. Коэффициент полезного использования топлива

11. Коэффициент полезного действия (далее - КПД) новых электростанций на природном газе

12. КПД новых электростанций на угле

13. Доля отпуска тепловой энергии от тепловых электростанций

14. Доля отпуска электроэнергии по приборам учета

15. Доля потерь в электрических сетях

16. Доля потребления энергии на собственные нужды электростанций

III. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры

17. Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от котельных

18. Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии от котельных

19. Доля отпуска тепла по приборам учета

20. Доля потерь в тепловых сетях

21. Доля утилизации вторичного тепла

22. Энергоемкость коммунального хозяйства (водоснабжение, водоотведение и уличное освещение) на одного жителя к уровню 2007 года

23. Доля двигателей, оснащенных регулируемым приводом в системах водоснабжения и водоотведения

24. Доля эффективных уличных светильников

IV. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в промышленности

25. Энергоемкость промышленного производства по первичной энергии к уровню 2007 года

26. Электроемкость промышленного производства к уровню 2007 года

27. Удельный расход энергии на добычу нефти

28. Доля технологических потерь нефти

29. Индекс энергетической эффективности для переработки нефти*

30. Удельный расход энергии на переработку нефти на единицу первичной переработки

31. Удельный расход энергии на добычу природного газа

32. Удельный расход энергии на переработку природного газа

33. Доля попутного нефтяного газа, сжигаемого в факелах

34. Удельный расход энергии на добычу угля

35. Удельный расход энергии на переработку угля

36. Индекс энергетической эффективности для черной металлургии*

37. Удельный расход энергии на производство руды железной товарной

38. Удельный расход энергии на производство агломерата железорудного

39. Удельный расход энергии на производство окатышей железорудных

40. Удельный расход энергии на производство кокса
41. Удельный расход энергии на производство чугуна
42. Удельный расход энергии на производство мартеновской стали
43. Доля мартеновской стали в производстве стали
44. Удельный расход энергии на производство кислородно-конвертерной стали
45. Удельный расход энергии на производство электростали
46. Доля производства стали на машинах непрерывного литья
47. Удельный расход энергии на производство проката черных металлов
48. Удельный расход энергии на производство электроферросплавов
49. Удельный расход энергии на производство алюминия
50. Удельный расход энергии на производство аммиака синтетического
51. Удельный расход энергии на производство удобрений
52. Удельный расход энергии на производство каучука синтетического
53. Индекс энергетической эффективности для целлюлозно-бумажной промышленности*
54. Удельный расход энергии на производство целлюлозы по варке
55. Удельный расход энергии на производство бумаги
56. Удельный расход энергии на производство картона
57. Удельный расход энергии на производство цемента
58. Доля цемента, производимого по энергосберегающим

технологиям

V. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в сельском хозяйстве

59. Энергоемкость сельского хозяйства к уровню 2007 года

60. Топливная экономичность новых тракторов

61. Удельный расход топлива на работу тракторов

62. Удельный расход топлива на отопление теплиц

VI. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности на транспорте

63. Удельный расход энергии на транспортировку нефти по трубопроводам

64. Удельный расход энергии на транспортировку нефтепродуктов по трубопроводам

65. Удельный расход энергии на транспортировку газа по трубопроводам

66. Удельный расход энергии на электротягу поездов железнодорожного транспорта

67. Удельный расход энергии на работу тепловозов и дизель-поездов железнодорожного транспорта

68. Топливная экономичность новых легковых автомобилей, работающих на бензине

69. Топливная экономичность новых легковых автомобилей, работающих на дизельном топливе

70. Доля легковых автомобилей с гибридными двигателями среди продаваемых новых автомобилей

71. Удельный пассажирооборот общественного транспорта на одного жителя

VII. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в государственных (муниципальных) учреждениях и сфере оказания услуг

72. Удельный расход энергии в зданиях бюджетных учреждений и сферы услуг

73. Доля бюджетных учреждений, заключивших энергосервисные контракты

74. Удельный расход энергии в учреждениях бюджетной сферы

75. Удельный расход энергии в учреждениях образования

76. Удельный расход энергии в учреждениях здравоохранения

77. Удельный расход энергии в торговле и общепите

78. Удельный расход тепла на отопление единицы площади зданий бюджетной сферы

79. Доля учреждений бюджетной сферы, оснащенных приборами учета тепловой энергии

80. Доля бюджетных учреждений, в которых проведены энергетические обследования

81. Ежегодная доля зданий бюджетных учреждений, в которых проведен комплексный капитальный ремонт по энергосберегающим проектам

VIII. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в жилищном фонде

82. Доля многоквартирных жилых домов, в которых проведены энергетические обследования (за предыдущие 5 лет)

83. Средний удельный расход энергии в жилых домах

84. Средний удельный расход тепла на цели отопления в жилых домах, подключенных к системам централизованного теплоснабжения

85. Доля площади многоквартирных домов, на которой проведен комплексный капитальный ремонт по энергосберегающим проектам

	<p>86. Доля энергосберегающих ламп в системах освещения</p> <p>87. Средний расход электроэнергии на один проданный новый холодильник</p> <p>88. Доля многоквартирных домов, оснащенных приборами учета тепла, получаемого от систем централизованного теплоснабжения</p> <p>89. Доля квартир, оснащенных приборами учета горячей воды</p>
<p>Этапы и сроки реализации подпрограммы</p>	<p>Подпрограмма «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» реализуется в 2013-2020 годы в один этап</p>
<p>Объемы бюджетных ассигнований подпрограммы</p>	<p>Объем ресурсного обеспечения реализации подпрограммы из средств федерального бюджета по годам составит:</p> <p>2013 год – 6 896 194,90 тыс. рублей</p> <p>2014 год – 7 142 536,10 тыс. рублей</p> <p>2015 год – 6 613 907,80 тыс. рублей</p> <p>2016 год – 6 963 956,90 тыс. рублей</p> <p>2017 год – 6 674 363,30 тыс. рублей</p> <p>2018 год – 6 652 820,00 тыс. рублей</p> <p>2019 год – 6 623 474,20 тыс. рублей</p> <p>2020 год – 6 603 927,70 тыс. рублей</p>
<p>Ожидаемые результаты реализации подпрограммы</p>	<p><u>I. Интегральные показатели</u></p> <p>1. Снижение энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации за счет реализации мероприятий Программы 13,5%</p> <p>2. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы годовой экономии первичной энергии 195млн. тонн условного топлива</p> <p>3. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии первичной энергии 180 млн. тонн условного топлива</p> <p>4. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии природного газа</p>

63млрд. куб. м

5. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии электроэнергии 81млрд. кВт·ч

6. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии тепловой энергии 247млн. Гкал

7. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии нефти и нефтепродуктов 3млн. тонн

8. Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарного снижения выбросов парниковых газов 393млн. тонн экв. CO₂

II. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электроэнергетике

9. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на тепловых электростанциях 300 г у.т./кВт·ч

10. Коэффициент полезного использования топлива 60%

11. Коэффициент полезного действия (далее - КПД) новых электростанций на природном газе $\geq 60\%$

12. КПД новых электростанций на угле $\geq 48\%$

13. Доля отпуска тепловой энергии от тепловых электростанций 52%

14. Доля отпуска электроэнергии 100%

15. Доля потерь в электрических сетях 8,7%

16. Доля потребления энергии на собственные нужды электростанций 5,6%

III. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры

17. Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от котельных 167,2 кг у.т./Гкал

18. Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии от котельных 12 кВт·ч/Гкал

19. Доля отпуска тепла по приборам учета 100%

20. Доля потерь 10,7%

21. Доля утилизации вторичного тепла 68%

22. Энергоемкость коммунального хозяйства (водоснабжение, водоотведение и уличное освещение) на одного жителя к уровню 2007 года 95%

23. Доля двигателей, оснащенных регулируемым приводом в системах водоснабжения и водоотведения 17%

24. Доля эффективных уличных светильников 99%

IV. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в промышленности

25. Энергоемкость промышленного производства по первичной энергии к уровню 2007 года 73,4%

26. Электроемкость промышленного производства к уровню 2007 года 76,7%

27. Удельный расход энергии на добычу нефти 18,6 кг у.т./т

28. Доля технологических потерь нефти 0,4%

29. Индекс энергетической эффективности для переработки нефти* 56,7%

30. Удельный расход энергии на переработку нефти на единицу первичной переработки 95,7 кг у.т./т

31. Удельный расход энергии на добычу природного газа 9,7 кг у.т./т

32. Удельный расход энергии на переработку природного газа 45,3 кг у.т./т

33. Доля попутного нефтяного газа, сжигаемого

<p>в факелах 4,6%</p> <p>34. Удельный расход энергии на добычу угля 3 кг у.т./т</p> <p>35. Удельный расход энергии на переработку угля 3,8 кг у.т./т</p> <p>36. Индекс энергетической эффективности для черной металлургии* 58,1%</p> <p>37. Удельный расход энергии на производство руды железной товарной 8,9 кг у.т./т</p> <p>38. Удельный расход энергии на производство агломерата железорудного 52,3 кг у.т./т</p> <p>39. Удельный расход энергии на производство окатышей железорудных 34,4 кг у.т./т</p> <p>40. Удельный расход энергии на производство кокса 159,1 кг у.т./т</p> <p>41. Удельный расход энергии на производство чугуна 625,8 кг у.т./т</p> <p>42. Удельный расход энергии на производство мартеновской стали 162 кг у.т./т</p> <p>43. Доля мартеновской стали в производстве стали 1%</p> <p>44. Удельный расход энергии на производство кислородно-конвертерной стали 11,7 кг у.т./т</p> <p>45. Удельный расход энергии на производство электростали 73 кг у.т./т</p> <p>46. Доля производства стали на машинах непрерывного литья 92,6%</p> <p>47. Удельный расход энергии на производство проката черных металлов 87 кг у.т./т</p> <p>48. Удельный расход энергии на производство электроферросплавов 931 кг у.т./т</p> <p>49. Удельный расход энергии на производство алюминия 13648 кг у.т./т</p>

50. Удельный расход энергии на производство аммиака синтетического 1268кг у.т./т

51. Удельный расход энергии на производство удобрений 140 кг у.т./т

52. Удельный расход энергии на производство каучука синтетического 2077 кг у.т./т

53. Индекс энергетической эффективности для целлюлозно-бумажной промышленности* 70,8%

54. Удельный расход энергии на производство целлюлозы по варке 500кг у.т./т

55. Удельный расход энергии на производство бумаги 309 кг у.т./т

56. Удельный расход энергии на производство картона 266 кг у.т./т

57. Удельный расход энергии на производство цемента 141 кг у.т./т

58. Доля цемента, производимого по энергосберегающим технологиям 33%

V. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в сельском хозяйстве

59. Энергоемкость сельского хозяйства к уровню 2007 года 75%

60. Топливная экономичность новых тракторов 229,4г/кВт·ч

61. Удельный расход топлива на работу тракторов 7кг у.т./тыс. га пашни

62. Удельный расход топлива на отопление теплиц 77кг у.т./тыс.м²

VI. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности на транспорте

63. Удельный расход энергии на транспортировку нефти

по трубопроводам 1,2кг у.т./ тыс. т км

64. Удельный расход энергии на транспортировку нефтепродуктов по трубопроводам 1,6кг у.т./ тыс. т км

65. Удельный расход энергии на транспортировку газа по трубопроводам 25кг у.т./млн. куб. м-км

66. Удельный расход энергии на электротягу поездов железнодорожного транспорта 10кг у.т./ 10 тыс. т км брут

67. Удельный расход энергии на работу тепловозов и дизель-поездов железнодорожного транспорта 40 кг у.т./ 10 тыс. т км брут

68. Топливная экономичность новых легковых автомобилей, работающих на бензине 6,54л/100 км

69. Топливная экономичность новых легковых автомобилей, работающих на дизельном топливе 5,03л/100 км

70. Доля легковых автомобилей с гибридными двигателями среди продаваемых новых автомобилей 4,6%

71. Удельный пассажирооборот общественного транспорта на одного жителя 4,2пасс-км/ чел/год

VII. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в государственных (муниципальных) учреждениях и сфере оказания услуг

72. Удельный расход энергии в зданиях бюджетных учреждений и сферы услуг 37кг у.т./м² в год

73. Доля бюджетных учреждений, заключивших энергосервисные контракты 40%

74. Удельный расход энергии в учреждениях бюджетной сферы 46кг у.т./м² в год

75. Удельный расход энергии в учреждениях образования 43 кг у.т./м² в год

76. Удельный расход энергии в учреждениях здравоохранения 54 кг у.т./м² в год

77. Удельный расход энергии в торговле и общепите 30кг у.т./м² в год

78. Удельный расход тепла на отопление единицы площади зданий бюджетной сферы 0,19Ккал/м² в год

79. Доля учреждений бюджетной сферы, оснащенных приборами учета тепловой энергии 100%

80. Доля бюджетных учреждений, в которых проведены энергетические обследования 100%

81. Ежегодная доля зданий бюджетных учреждений, в которых проведен комплексный капитальный ремонт по энергосберегающим проектам 4%

VIII. Показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности в жилищном фонде

82. Доля многоквартирных жилых домов, в которых проведены энергетические обследования (за предыдущие 5 лет) 50%

83. Средний удельный расход энергии в жилых домах 31,2кг у.т./м² в год

84. Средний удельный расход тепла на цели отопления в жилых домах, подключенных к системам централизованного теплоснабжения 0,0288Гкал/кв. м/град сутки

85. Доля площади многоквартирных домов, на которой проведен комплексный капитальный ремонт по энергосберегающим проектам 2%

86. Доля энергосберегающих ламп в системах освещения 83%

87. Средний расход электроэнергии на один проданный новый холодильник 295кВт·ч/год

88. Доля многоквартирных домов, оснащенных

	<p>приборами учета тепла, получаемого от систем централизованного теплоснабжения 98%</p> <p>89. Доля квартир, оснащенных приборами учета горячей воды 97%</p>
--	---

***Общая характеристика сферы реализации подпрограммы,
формулировки основных проблем в указанной сфере и прогноз ее
развития***

Подпрограмма «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» разработана с учетом результатов реализации государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р.

Подпрограмма направлена на обеспечение повышения конкурентоспособности, финансовой устойчивости, энергетической и экологической безопасности российской экономики, а также роста уровня и качества жизни населения за счет реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности на основе модернизации, технологического развития и перехода к рациональному и экологически ответственному использованию энергетических ресурсов.

По уровню энергоемкости ВВП Россия занимает 124-е место в ряду 141 страны. В сопоставимых ценах по этому показателю Россия уступает Китаю на 26%, США – на 90%, а среднему уровню развитых стран Европы – на 180%.

С 2000 по 2010 гг. снижение энергоемкости составило 29%. При этом с 2000 г. по 2008 г. энергоёмкость снизилась на 33%. Далее энергоемкость два года подряд росла вследствие финансово-экономического кризиса и,

как следствие, сокращения загрузки мощностей и замедления скорости обновления производственных фондов.

В настоящее время основным фактором изменения показателя является не технологическая модернизация, а структурный сдвиг. Замещение более энергоемкого сектора промышленности на менее энергоемкий сектор услуг позволило добиться снижения энергоемкости с 2000 по 2010 гг. на 17%. За счет уменьшения потребления топливно-энергетических ресурсов вследствие технического прогресса снижение общей энергоемкости составило всего 4%. Такой же эффект был достигнут за счет увеличения загрузки производственных мощностей и, как следствие, сокращения удельных затрат на энергоресурсы. Около 4% приходится также на прочие факторы, среди которых – потепление климата, изменение соотношения цен на энергоносители относительно цен на готовую продукцию и т. д.

Высокая энергоемкость ВВП означает расточительное использование природных ресурсов и повышенные риски для промышленности в условиях глобализации экономики и вступления России в ВТО. Так, согласно расчетам, если цены на газ на российском рынке сравняются с европейскими, рентабельность крупнейших компаний в области металлургии, нефтехимии, минеральных удобрений, целлюлозно-бумажной и цементной промышленности снизится в несколько раз или станет отрицательной. В свою очередь, если в связи с развитием добычи сланцевого газа в США мировые цены на газ снизятся, появляется значительный риск потери конкурентоспособности отечественной продукции на мировых рынках и, как следствие, сокращения объемов производства. Именно поэтому задача повышения энергетической эффективности является одним из ключевых приоритетов.

Низкая энергоэффективность экономики связана со значительным износом оборудования и недостаточным уровнем внедрения современных

технологий. Более 90 процентов мощностей действующих электростанций, 83 процентов жилых зданий, 70 процентов котельных, 70 процентов технологического оборудования электрических сетей и 66 процентов тепловых сетей было построено еще до 1990 года. Около четверти используемых в настоящее время бытовых холодильников было приобретено более 20 лет назад. В добывающей и обрабатывающей износ основных фондов составляет около 45%. Таким образом, в рамках достижения цели по снижению энергоемкости экономики необходимо реализовывать политику, направленную на стимулирование инвестиций в технологическую модернизацию.

В 2010 г. была утверждена федеральная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года». Согласно этой программе, к 2020 г. необходимо сократить энергоемкость ВВП на 40%. В настоящее время динамика энергоэффективности не вполне соответствует индикаторам программы. Так, несмотря на то, что в 2011 г. удалось переломить тенденцию роста энергоемкости (зафиксировано снижение на 2,2%), плановых показателей по энергосбережению достигнуто не было. Отставание в реализации программы во многом связано с последствиями мирового финансово-экономического кризиса и, как следствие, более низкими, чем закладывалось в программе, темпами обновления основных фондов. Потенциал энергосбережения на старых мощностях ограничен, поэтому в рамках инерционного сценария снижение энергоемкости ВВП к 2020 г. составит 22%.

Для выхода на запланированные цифры необходимо активизировать госполитику, создать стимулы к модернизации производственных мощностей и формированию бережливой модели энергопотребления. Существенное повышение уровня энергетической эффективности может

быть обеспечено только при комплексном подходе к вопросу энергосбережения, поскольку:

затрагивает все отрасли экономики и социальную сферу, всех производителей и потребителей энергетических ресурсов;

требует государственного регулирования и высокой степени координации действий не только федеральных органов исполнительной власти, но и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, организаций и граждан;

требует запуска механизмов обеспечения заинтересованности всех участников мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в реализации целей и задач Программы;

требует мобилизации ресурсов и оптимизации их использования.

Решение проблемы энергосбережения и повышения энергетической эффективности должно носить долгосрочный характер, что обусловлено необходимостью как изменения системы отношений на рынках энергоносителей, так и замены и модернизации значительной части производственной, инженерной и социальной инфраструктуры и ее развития на новой технологической базе.

Общий вклад подпрограммы в экономическое развитие Российской Федерации заключается в обеспечении эффективного использования национально богатства страны и более выгодной эксплуатации добытых природных ресурсов. За счет реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности на основе модернизации экономики и перехода к рациональному и экологически ответственному использованию энергетических ресурсов будут созданы дополнительные условия для повышения конкурентоспособности, финансовой устойчивости, энергетической и экологической безопасности российской экономики, роста уровня и качества жизни населения.

Согласно расчетам для достижения цели по снижению энергоемкости ВВП на 40% к 2020 г. необходимо обеспечить снижение энергоемкости ВВП за счет реализации подпрограммы не менее чем на 13,5 процента по отношению к уровню 2007 года.

Приоритеты государственной политики в сфере реализации подпрограммы, цели, задачи и показатели (индикаторы) достижения целей и решения задач, описание основных ожидаемых конечных результатов подпрограммы, сроков и этапов реализации подпрограммы

Приоритетами государственной политики в сфере реализации подпрограммы в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» и Энергетической стратегией России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р, являются:

снижение к 2020 году энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации не менее чем на 40 процентов по отношению к уровню 2007 года;

обеспечение рационального и экологически ответственного использования энергии и энергетических ресурсов;

создание благоприятной экономической среды для энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

развитие правового и технического регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

поддержка стратегических инициатив в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В соответствии с заданными приоритетами определена следующая цель реализации подпрограммы формирование целостной и эффективной

системы управления энергосбережением и повышением энергетической эффективности.

Для достижения указанных целей решаются следующие задачи подпрограммы:

совершенствование нормативно-правового регулирования и методического обеспечения в области энергоэффективности и энергосбережения;

финансово-экономическое стимулирование реализации проектов в области энергоэффективности и энергосбережения;

внедрение институциональных механизмов, активизирующих деятельность в области энергоэффективности и энергосбережения;

повышение информированности общества об энергоэффективном оборудовании, технологиях и достижениях в области энергоэффективности и энергосбережения;

обеспечение внедрения новых прорывных технологий и технических мероприятий в области энергоэффективности и энергосбережения.

Целевыми индикаторами достижения целей и решения задач подпрограммы являются:

снижение энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации за счет реализации подпрограммы;

обеспечение за счет реализации мероприятий Программы годовой экономии первичной энергии;

обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии природного газа;

обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии электроэнергии;

обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии тепловой энергии;

обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии нефти и нефтепродуктов.

В ходе реализации подпрограммы предполагается достижение следующих ожидаемых конечных результатов:

Снижение энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации за счет реализации подпрограммы – 13,5%

Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии первичной энергии – 180 млн. тонн условного топлива

Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии природного газа – 63 млрд. куб.м.

Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии электроэнергии – 81 млрд. кВт*ч

Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии тепловой энергии – 247 млн. Гкал
Обеспечение за счет реализации мероприятий Программы суммарной экономии нефти и нефтепродуктов – 3 млн. тонн

1. .

Характеристика ведомственных целевых программ и основных мероприятий подпрограммы

В рамках подпрограммы выделяются следующие основные мероприятия:

Основное мероприятие 1.1. Развитие методического обеспечения и совершенствование общей нормативно-правовой базы в области энергоэффективности и энергосбережения

- Развитие методического обеспечения деятельности в области энергоэффективности, включая разработку методик и стандартов для измерения, верификации и энергоменеджмента

- Совершенствование законодательства о государственных закупках по использованию в закупочных процедурах критерия "совокупная стоимость владения" при выборе поставщиков товаров, работ и услуг, способствующих повышению энергоэффективности и энергосбережению

Основное мероприятие 1.2. Разработка и внедрение отраслевых нормативов и актов технического регулирования, способствующих реализации проектов в области энергоэффективности и энергосбережения

- Разработка стандартов топливной экономичности для новых автомобилей
- Приведение требований к строительству промышленных объектов и эксплуатации оборудования в части промышленной безопасности и охраны труда в соответствие с современными технологиями и мировыми стандартами
- Упрощение технических требований для строительства автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

Основное мероприятие 1.3. Реализация прочих инициатив административно-управленческого регулирования, направленных на активизацию деятельности в области энергоэффективности и энергосбережения

- Разработка плановых заданий и совершенствование норм регулирования деятельности бюджетных учреждений в области энергоэффективности и энергосбережения
- Актуализация требований энергетической эффективности к товарам, работам и услугам, закупаемым для государственных и муниципальных нужд

Основное мероприятие 1.4. Предоставление субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации

Федерации на реализацию региональных программ в области энергоэффективности и энергосбережения

Софинансирование расходных обязательств субъектов Российской Федерации в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должно осуществляться в пределах средств, предусмотренных федеральным законом о федеральном бюджете на соответствующий финансовый год и на плановый период. Данные средства предоставляются из федерального бюджета субъектам Российской Федерации на реализацию лучших региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Отбор субъектов Российской Федерации - получателей субсидий должен осуществляться исходя из критериев, включающих в себя достижение показателей, отражающих эффективность подготовки и реализации региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Основное мероприятие 1.5. Создание механизмов финансовой поддержки и привлечения внебюджетных источников финансирования для реализации проектов в области энергоэффективности и энергосбережения

- Организация льготного финансирования проектов в области энергоэффективности и энергосбережения за счет средств бюджета или институтов развития
- Предоставление государственных гарантий по кредитам на реализацию проектов по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, привлекаемым организациями
- Создание и организация деятельности специальной организации для привлечения средств внебюджетных

источников на реализацию проектов в области энергоэффективности и энергосбережения

Основное мероприятие 1.6. Предоставление налоговых льгот и субсидий при приобретении энергоэффективного оборудования и техники

- Развитие механизмов налогового стимулирования приобретения энергоэффективного промышленного и энергетического оборудования
- Создание системы экономического стимулирования приобретения новых энергоэффективных транспортных средств
- Создание системы государственных выплат (субсидий) за приобретение энергоэффективного оборудования и техники (при необходимости)

Основное мероприятие 1.7. Заключение целевых соглашений с крупнейшими предприятиями и ресурсоснабжающими организациями по повышению энергоэффективности своей деятельности

Целевое соглашение представляет собой соглашение между органом государственной власти и предприятием, в котором прописывается обязательство последнего по достижению определенного уровня энергосбережения, выраженного в виде абсолютного размера или удельного размера экономии. При необходимости в целевом соглашении могут содержаться планы по внедрению наилучших доступных технологий или, наоборот, закрытию устаревших мощностей. Как правило, участники соглашения в случае достижения экономии получают доступ к каким-либо выгодам - сниженным налогам или прямым государственным субсидиям. В России необходимо запустить программу по подписанию целевых

соглашений с 500 крупнейшими промышленными предприятиями, энергетическими и транспортными компаниями. Вначале необходимо реализовать пилотные проекты, в рамках которых проработать методологию определения целевых значений, подписания, и подготовки отчетности. По итогам анализа промежуточных результатов можно будет запускать механизм для оставшихся организаций. При необходимости со временем возможно расширение данной практики до большего количества предприятий.

Основное мероприятие 1.8. Развитие рыночных механизмов стимулирования энергосбережения

- Развитие рынка энергоаудита
- Развитие механизма энергосервисных контрактов
- Запуск рынка «белых сертификатов»

Система энергоаудита и механизм энергосервисных контрактов существуют с 2009 г. Необходимо дальнейшее совершенствование нормативно-правовой базы с целью повышения качества энергоаудитов и развития практики использования энергосервисных контрактов в бюджетном секторе. «Белые сертификаты» (или «энергосберегающие сертификаты», «энергосберегающие кредиты») являются документами, выдаваемыми уполномоченными государственными органами, удостоверяющими достижение определенного объема экономии энергии и мощности. Каждый сертификат является документом строгой отчетности, подтверждающим право собственности на определенное количество экономии энергии и гарантирующим, что выгода от данной экономии не была получена где-либо еще. Данный механизм используется в странах, где генерирующие или ресурсоснабжающие компании имеют обязательства по энергосбережению у потребителей. Запуск инструмента предполагается после 2016 г.,

поскольку его реализация потребует тщательной проработки методической базы и осуществления институциональных преобразований.

Основное мероприятие 1.9. Разработка и реализация комплекса мер по привлечению внебюджетного финансирования в модернизацию теплоэнергетики и коммунального хозяйства на принципах государственно-частного партнерства

В рамках реализации мероприятия необходимо разработать комплекс мер по привлечению внебюджетного финансирования для реализации проектов по модернизации теплоэнергетики и коммунального хозяйства. Возможными мерами могут быть долгосрочная фиксация тарифов, RAB-регулирование, система льготного финансирования и государственных гарантий для реализации инвестиционных проектов в сфере теплоэнергетики и коммунального хозяйства и т.д.

Основное мероприятие 1.10. Развитие системы маркировки класса энергоэффективности

- Развитие системы классификации и маркировки класса энергоэффективности зданий и сооружений
- Развитие системы стандартизации и маркировки класса энергоэффективности для оборудования, техники и транспортных средств

Основное мероприятие 1.11. Модернизация государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и ее интеграция с государственной информационной системой топливно-энергетического комплекса

Государственная информационная система в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности функционирует в целях предоставления физическим лицам, организациям, органам государственной власти и органам местного самоуправления актуальной информации о требованиях законодательства в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и о ходе реализации его положений, а также получения объективных данных об энергоёмкости экономики Российской Федерации (в том числе ее отраслей), о потенциале снижения такой энергоёмкости, о наиболее эффективных проектах и о выдающихся достижениях в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Основное мероприятие 1.12. Продвижение и обучение деятельности в области энергоэффективности и энергосбережения

- Пропаганда бережливой модели энергопотребления
- Реализация образовательных мероприятий, конференций и мероприятий по обмену опытом в области энергоэффективности и энергосбережения
- Стимулирование организаций частного и государственного сектора к публичному раскрытию информации о достижениях в области энергоэффективности и энергосбережения

Основное мероприятие 1.13. Разработка и реализация мер государственной поддержки создания и внедрения отдельных энергоэффективных технологий и технических мероприятий, включая финансирование НИОКР и реализацию отдельных пилотных проектов

В рамках реализации мероприятия необходимо определить технологии и технические мероприятия, в наибольшей степени

влияющие на повышение энергоэффективности в отдельных секторах, оценить потенциал их внедрения и разработать соответствующие инструменты государственной поддержки. Первоочередными направлениями для проработки являются утилизация попутного нефтяного газа, утилизация шахтного метана, развитие когенерации, развитие энергоэффективных технологий освещения, расширение практики использования газа в системах жилищно-коммунального хозяйства и на транспорте, установка приборов учета энергоресурсов и т.д.

Основное мероприятие 1.14. Оперативное управление подпрограммой.

- Анализ международного опыта, осуществление сравнительного анализа результатов в области энергоэффективности и энергосбережения
- Осуществление информационного и консультационного сопровождения реализации государственной программы, включая размещение в сети Интернет текста государственной программы, материалов о ходе и результатах ее реализации, нормативных правовых актов и методических указаний в области энергоэффективности и энергосбережения
- Сбор и систематизация статистической и аналитической информации о реализации государственной программы
- Выполнение комплекса мероприятий по скоординированному взаимодействию федеральных органов власти, субъектов РФ и органов муниципального управления при реализации госполитики в области энергоэффективности и энергосбережения

- Развитие международного сотрудничества в области энергоэффективности и энергосбережения
- Подготовка проектов планов реализации на предстоящие финансовые годы и осуществление координации деятельности по вопросам, касающимся их согласования с соисполнителями государственной программы;
- Организация независимой оценки показателей результативности и эффективности мероприятий государственной программы, их соответствия целевым индикаторам и показателям государственной программы.

.

Характеристика мер государственного регулирования

Меры государственного регулирования и поддержки в области энергоэффективности и энергосбережения включают в себя разработку методического обеспечения, реализацию мер технического и экологического регулирования, налоговые льготы, софинансирование из федерального бюджета расходных обязательств субъектов РФ на реализацию региональных программ повышения энергоэффективности, организацию льготного финансирования проектов по повышению энергоэффективности (включая компенсацию процентной ставки по соответствующим кредитам), заключение целевых соглашений об энергосбережении с крупными предприятиями-потребителями энергоресурсов, использование рыночных инструментов стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности, финансирование создания государственных информационных систем в области энергоэффективности и энергосбережения, финансирование

научно-исследовательских работ, финансирование обучения лиц, ответственных за энергосбережение и повышение энергетической эффективности, и т.д.

Подробное описание мер государственного регулирования, осуществляемых в рамках настоящей подпрограммы представлено в Таблице 3 настоящей программы.

Прогноз сводных показателей государственных заданий по этапам реализации подпрограммы

Федеральным бюджетом на 2013 год и на плановый период 2014 и 2015 годов предусмотрено выполнение следующих государственных заданий по основным мероприятиям:

1.1. Научно-исследовательские и опытно конструкторские работы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

подготовка ежегодно, в период 2013 – 2015 годов, 1200 единиц отчетов по мониторингу и анализу мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и исследования проблем развития функционирования ТЭК;

создание ежегодно, в период 2013 – 2015 годов, 7 федеральных и отраслевых информационных фондов, баз и банков данных, составляющих государственные ресурсы научно-технической информации ТЭК (в том числе в электронном виде);

проведение ежегодно, в период 2013 – 2015 годов, 7 научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на совершенствование и развитие процессов сбора, обработки, хранения информационных ресурсов ТЭК.

Характеристика основных мероприятий, реализуемых субъектами Российской Федерации

В рамках реализации подпрограммы все субъекты Российской Федерации разрабатывают региональные программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с требованиями законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности.

Информация об участии государственных корпораций, акционерных обществ с государственным участием, общественных, научных и иных организаций в реализации подпрограммы

В процессах, связанных с разработкой и внедрением технических мероприятий предполагается участие компаний с государственной собственностью и научно-исследовательских институтов.

Основными направлениями деятельности компаний, являющихся крупными потребителями энергоресурсов являются:

заключение целевых соглашений по повышению энергоэффективности собственных объектов (для 500 крупнейших предприятий и ресурсо-снабжающих организаций);

разработка и реализация технических мероприятий в области повышения энергоэффективности и энергосбережения;

участие в функционировании рынка «белых сертификатов»;

подготовка публичной отчетности по результатам реализации мероприятий в области повышения энергоэффективности и энергосбережения.

Основными направлениями деятельности прочих компаний с государственной собственностью являются:

заключение и участие в энергосервисных контрактах;

разработка и реализация технических мероприятий в области повышения энергоэффективности и энергосбережения;

участие в функционировании рынка «белых сертификатов».

Основными направлениями деятельности научно-исследовательских институтов являются:

анализ международного опыта реализации госпрограмм в области повышения энергоэффективности и энергосбережения, разработка рекомендаций по его адаптации в России;

мониторинг деятельности в области энергоэффективности и энергосбережения, подготовка аналитических заключений и материалов;

изучение наилучших доступных технологий, оценка их реализуемости в России;

разработка новых технологий в области энергоэффективности и энергосбережения.

•

Обоснование объема финансовых ресурсов, необходимых для реализации подпрограммы

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации Подпрограммы 1. «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» составляет 6 283 220 470,90 тыс. рублей.

В том числе:

из средств федерального бюджета – 53 907 180,90 тыс. рублей;

из средств консолидированных бюджетов субъектов Российской Федерации – 562 343 000,00 тыс. рублей;

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) – 5 666 970 290,00 тыс. рублей.

Необходимо отметить, что к внебюджетным источникам, привлекаемым для финансирования мероприятий, в рамках подпрограммы относятся, в том числе:

плата по договорам на поставку мощности, инвестиционные составляющие тарифов регулируемых организаций;

средства частных инвесторов, привлекаемые в рамках государственно-частного партнерства, в том числе на условиях оплаты из полученной экономии энергетических ресурсов в стоимостном выражении;

доходы от продажи единиц сокращения выбросов в рамках проектов совместного осуществления, целевые отчисления от прибыли организаций, заинтересованных в осуществлении подпрограммы;

кредиты, займы кредитных организаций, средства фондов и общественных организаций, иностранных инвесторов, заинтересованных в реализации подпрограммы.

При планировании ресурсного обеспечения подпрограммы учитывалась ситуация в финансово-бюджетной сфере как на федеральном, так и на региональном уровнях, высокая экономическая, политическая и финансовая значимость проблемы повышения энергетической эффективности экономики Российской Федерации, а также возможности и механизмы ее решения за счет средств федерального бюджета.

Указанные расходы подлежат ежегодному уточнению в рамках бюджетного цикла.

Анализ рисков при реализации подпрограммы и описание мер управления рисками при реализации подпрограммы

В рамках реализации подпрограммы можно выделить следующие риски, оказывающие влияние на достижение цели и задач подпрограммы.

1. Макроэкономические риски. Продолжительная рецессия мировой экономики и обусловленное этим ухудшение внутренней и внешней конъюнктуры мировых цен на товары российского экспорта, являющиеся основными источниками доходов российского бюджета, может помешать развитию.

1.1. Последствия мирового финансово-экономического кризиса, а также его большая продолжительность, недостаточный темп и эффективность преобразований.

Снижение темпов роста экономики и уровня инвестиционной активности, мировой финансовый кризис, повышение уровня инфляции не позволят интенсифицировать развитие отраслей ТЭК.

В этих условиях возрастет роль государственного участия в развитии российского энергетического сектора, в том числе в обеспечении необходимыми ресурсами для строительства и модернизации энергетической инфраструктуры, предоставлении бизнесу государственных гарантий под реализацию приоритетных долгосрочных инвестиционных проектов, поддержке финансово-экономической устойчивости системообразующих компаний энергетического сектора.

Основными мерами управления риском такого характера являются: создание необходимых условий и снятие основных барьеров (как на внутреннем рынке, так и во взаимодействии с зарубежными партнерами); корректировка и синхронизация планов и программы развития энергетического сектора с мероприятиями, предусмотренными Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р (с учетом вероятной корректировки сроков и параметров реализации последних в результате влияния глобального экономического кризиса).

Кроме того, планируется осуществить работы по развитию и обновлению основных производственных фондов и инфраструктуры энергетического сектора (в том числе по завершению наиболее важных из ранее начатых проектов), выделить территории и регионы, в которых необходимо обеспечить опережающее развитие энергетической инфраструктуры и перелом негативных тенденций в развитии сырьевой

базы энергетики, завершить формирование базовых рыночных институтов, стабильной и эффективной нормативной правовой базы и системы государственного регулирования в энергетике.

1.2. Отставание российского энергетического сектора от ускоренного посткризисного развития передовых стран, отсутствие необходимых условий для последующего перехода к инновационной энергетике будущего.

Не соответствующее мировым темпам техническое и технологическое обновление отраслей российского топливно-энергетического комплекса за счет отечественных технологий, материалов и оборудования, не позволит создать своевременные и достаточные условия для перехода на новую технологическую волну, связанную с расширенным использованием неуглеводородной энергетики в мировой экономике.

В этих условиях прямое государственное участие в развитии энергетического сектора будет постепенно ослабевать и заменяться на различные формы частно-государственного партнерства, особенно в части строительства и модернизации энергетической инфраструктуры, развития инноваций. При этом государство должно усилить свое регулирующее влияние в сфере совершенствования и оптимизации институциональной среды в российском энергетическом секторе.

Основными мерами управления риском такого характера являются инновационное обновление отраслей топливно-энергетического комплекса за счет отечественных технологий, материалов и оборудования и расширенное использование неуглеводородной энергетики в экономике.

2. Техногенные и экологические риски. С учетом того, что износ основных фондов в энергетике достигает в среднем 60-70%, вероятность техногенной аварии является довольно высокой, при этом велика и

вероятность нанесения окружающей среде существенного ущерба. Любая крупная техногенная или экологическая катастрофа, возможные лавинообразные отказы действующего оборудования потребуют серьезных дополнительных капиталовложений и приведут к отвлечению средств с других объектов энергетического сектора. В последние годы риски подобных происшествий повысились в связи с увеличением вероятности террористических действий. В числе побочных последствий таких происшествий можно ожидать снижение инвестиционной привлекательности и рейтинга доверия со стороны кредитных организаций и международных финансовых институтов.

В этой связи основными мерами управления риском такого характера в целях его минимизации, являются: обновление основных фондов, переход к прогрессивным технологиям и реализации мероприятий риск-менеджмента.

3. Законодательные риски. Несовершенство законодательства и его нестабильность нередко выступает серьезным препятствием на пути эффективного и динамичного развития ТЭК. Затягивание внесения назревших изменений в нормативно-правовую базу, так же как и поспешные, непродуманные шаги могут стать источником серьезных трудностей в осуществлении экономической деятельности. В первую очередь, это касается тарифной и налоговой политики, законодательства по инвестиционной и инновационной деятельности.

Инструментом управления риском такого характера является совершенствование нормативно-правового регулирования на основе заранее проработанного плана принятия нормативных правовых актов всех уровней. В этом случае разработка федеральных законов, внесение необходимых изменений в действующие федеральные законы и подзаконные акты, разработка ведомственных нормативных правовых актов будут осуществляться в пределах заранее установленных сроков

4. Недостаточный уровень бюджетного финансирования.

Сокращение финансирования энергетики из федерального бюджета по сравнению с установленными нормативными значениями, недофинансирование запланированных мероприятий создают угрозу срыва решения задач.

Основными мерами управления риском такого характера, являются развитие государственно-частного партнерства, стимулирование инвестиционной деятельности, расширение числа возможных источников финансирования, мероприятий по оптимизации издержек и повышению эффективности управления.

Необходимо отметить, что управление рисками в целях их минимизации, также предусматривается мероприятиями государственной программы по совершенствованию государственного регулирования, предусматривающего: совершенствование тарифного, налогового, таможенного и антимонопольного регулирования, а также повышение инвестиционной привлекательности топливно-энергетического комплекса.

Оценка эффективности реализации подпрограммы

Оценка эффективности подпрограммы основывается на методике оценки эффективности государственной программы «Энергоэффективность и развитие энергетики» и осуществляется по следующим направлениям:

степень достижения целевых показателей подпрограммы.

степень соответствия запланированному уровню затрат и эффективности использования средств федерального бюджета.

степень реализации мероприятий (достижения ожидаемых непосредственных результатов их реализации).

Исходными данными для проведения оценки являются сведения, представленные в таблицах 1 и 2 Программы.

В качестве экономических эффектов подпрограммы оцениваются:

годовая и суммарная экономия на приобретении энергетических ресурсов всеми потребителями в ценах соответствующих лет. Оценивается как сумма произведений объемов экономии конечной энергии по каждому мероприятию подпрограммы на соответствующие цены энергоносителей. Экономия затрат на оплату энергоносителей по приборам учета включается в оценку эффекта;

годовая и суммарная за срок действия подпрограммы экономия населения на оплату энергетических ресурсов в ценах соответствующих лет. Оценивается как сумма произведений объемов экономии конечной энергии у населения по каждому мероприятию подпрограммы на соответствующие цены энергоносителей. Экономия затрат на оплату энергоносителей по приборам учета включается в оценку эффекта;

годовая и суммарная за срок действия подпрограммы экономия средств бюджетов всех уровней на приобретение и субсидирование приобретения энергетических ресурсов за счет реализации мер на бюджетных объектах и за счет снижения размера субсидий на приобретение энергетических ресурсов для населения. Экономия затрат на оплату энергоносителей по приборам учета в бюджетных организациях включается в оценку эффекта;

годовое и суммарное за срок действия подпрограммы поступление в бюджет дополнительного налога на прибыль за счет снижения издержек производства. Дополнительный доход бюджетной системы рассчитывается путем умножения этой величины на ставку налога на прибыль, равную 20 процентам.

Общая эффективность подпрограммы оценена как интегральная оценка эффективности всех ее мероприятий, рассматриваемых в качестве

инвестиционных проектов. Расчет экономической эффективности осуществляется через определение чистого дисконтированного дохода.

При определении общественной эффективности подпрограммы учитывались все затраты и эффекты. Коэффициент дисконтирования принят равным 10 процентам.

При определении коммерческой эффективности подпрограммы из состава расходов исключены бюджетные дотации. Коэффициент дисконтирования был принят равным 15 процентам.

При определении бюджетной эффективности подпрограммы в состав затрат были включены все расходы бюджета, а в составе эффектов отражен рост налоговых доходов за счет реализации подпрограммы.

Расчеты всех экономических показателей произведены в прогнозных ценах каждого года расчетного периода (2011 – 2030 годы) с учетом индексов-дефляторов, установленных Министерством экономического развития Российской Федерации для затрат капитального характера. В результате расчетов были получены следующие показатели:

Экономическая эффективность:

чистый дисконтированный доход (NPV) - 5446767 млн. рублей (при ставке дисконтирования 10 процентов в год);

внутренняя норма доходности (IRR) – 39 процентов;

простой период окупаемости – 7 лет;

дисконтированный период окупаемости – 8 лет.

Коммерческая эффективность:

чистый дисконтированный доход (NPV) – 724016 млн. рублей (при ставке дисконтирования 15 процентов в год);

внутренняя норма доходности (IRR) – 20 %;

простой период окупаемости – 12 лет;

дисконтированный период окупаемости – 15 лет.

Бюджетная эффективность:

чистый дисконтированный доход (NPV) – 1 403 018 млн. рублей (при ставке дисконтирования 10 процентов в год);

внутренняя норма доходности не может быть определена в связи с положительным значением дисконтированного потока за весь горизонт расчета;

простой период окупаемости – 1 год;

дисконтированный период окупаемости – 1 год.

Подпрограмма 2. Развитие и модернизация электроэнергетики

Подпрограмма обеспечивает решение следующих задач государственной программы:

задача 1 "Развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности";

задача 4 "Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса".

Основные мероприятия подпрограммы:

2.1. Модернизация и новое строительство генерирующих мощностей.

2.2. Модернизация и новое строительство электросетевых объектов.

2.3. Повышение доступности энергетической инфраструктуры.

2.4. Снижение негативного воздействия на окружающую среду.

П А С П О Р Т

подпрограммы

Ответственный исполнитель подпрограммы - Минэнерго России

Соисполнители подпрограммы - нет

Участники подпрограммы - нет

Программно-целевые - В сфере реализации подпрограммы не

инструменты подпрограммы	применяются федеральные целевые программы и ведомственные целевые программы, подпрограмма состоит из основных мероприятий
Цели подпрограммы	- Инвестиционно-инновационное обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, передачи и распределения и потребления электрической энергии
Задачи подпрограммы	- 1. Масштабная модернизация электроэнергетики и перевод ее на новый технологический уровень. 2. Повышение экономической и энергетической эффективности электроэнергетики. 3. Повышение надежности функционирования электроэнергетики. 4. Ограничение негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду
Целевые индикаторы и показатели подпрограммы	- 1. Вводы генерации ТЭС (объекты ДПМ), ГВт. 2. Модернизация системы коммерческого учета электроэнергии (внедрение интеллектуального учета электроэнергии), % интеллектуальных счетчиков от общего количества приборов учета не соответствующих современным требованиям. 3. Количество аварий в сетях, тыс. шт. 4. Количество аварий в генерации, в тыс. шт. 5. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с Нуст 25 МВт и более (пропорциональный метод разделения топлива), г у.т./кВт ч. 6. Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с Нуст 25

МВт и более (пропорциональный метод
разделения топлива), кг/Гкал.

7. Потери электроэнергии в электрических
сетях, % от общего объема отпуска
электроэнергии.

8. Срок подключения к энергосети, дней.

9. Количество этапов, необходимых для
получения доступа к энергосети, штук.

10. Доля использования ЗШО текущего
(годового) выхода, %

Этапы и сроки
реализации
подпрограммы

- Подпрограмма "Развитие и модернизация
электроэнергетики" реализуется в 2013 -
2020 годы в один этап

Объемы бюджетных
ассигнований
подпрограммы

- Объем ресурсного обеспечения реализации
подпрограммы из средств федерального
бюджета составит в 2013 году -
500 000,00 тыс. рублей

Ожидаемые результаты
реализации
подпрограммы

- 1. Обновление производственной базы
электроэнергетики на базе отечественных
(или лицензионных) передовых
энергетических технологий с увеличением
таких электростанций в структуре
генерирующих мощностей и ввод более
14 ГВт новых ТЭС (объекты ДПМ).
- 2. Ограничение роста тарифов на основе
повышения экономической и энергетической
эффективности отрасли, снижение удельного
расхода топлива на отпуск электроэнергии до
310 г у.т./кВт ч в 2020 году, сокращение
потерь электроэнергии при передаче до 8,8%
к 2020 году.
- 3. Повышение надежности электроснабжения
потребителей и уровня безопасности работы
электроэнергетической инфраструктуры,
недопущение крупных (каскадных) аварий и
длительного перерыва электроснабжения.
- 4. Снижение рисков вывода угольных
электростанций из энергобаланса вследствие
репополнения золошлакоотвалов на основе
обеспечения в 2020 году использования ЗШО

текущего (годового) выхода на уровне 70%.

5. Повышение доступности энергетической инфраструктуры: уменьшение количества этапов, необходимых для получения доступа к энергосети (с 8 до 5), сокращение срока подключения к энергосети (с 276 до 40 дней).

6. Модернизация системы коммерческого учета электроэнергии и замена приборов учета не соответствующих современным требованиям на интеллектуальные счетчики электроэнергии до 18,9 к 2020 году.

Общая характеристика сферы реализации подпрограммы,
формулировки основных проблем в указанной сфере и прогноз
ее развития

Электроэнергетика России представляет собой мощный высокоинтегрированный комплекс электростанций, магистральных и распределительных электрических сетей, под единым диспетчерским управлением, обеспечивающий в основном электрической энергией население и экономику. Кроме этого электроэнергетика обеспечивает значительную часть потребности страны в тепловой энергии, в основном в крупных городах.

В 2011 году установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 218,1 ГВт, в том числе ТЭС - 149, 3 ГВт (68,4%), ГЭС - 44,6 ГВт (20,4%), АЭС - 24,3 ГВт (11,1%).

Объем потребления электроэнергии в Российской Федерации возрос по сравнению с 2010 годом на 1,1% и составил 1 021,1 млрд. кВт ч.

В 2011 году электростанции Российской Федерации выработали 1040,4 млрд. кВт·ч, что на 1,4% больше, чем в 2010 году. Тепловые электростанции произвели в 2011 году 703,2 млрд. кВт·ч электроэнергии (на 2,3% выше показателей 2010 года) благодаря приросту объемов электропотребления и экспорта электроэнергии, вводу новых генерирующих мощностей и снижению объемов производства электроэнергии на ГЭС.

На гидроэлектростанциях в 2011 году производство электроэнергии снизилось по сравнению с уровнем 2010 года на 2,5% (164,2 млрд. кВт·ч). Обусловлено это менее благоприятными гидрологическими условиями на реках Волга, Кама, Сулак, Енисей, Ангара, Зeya на протяжении большей части 2011 года.

Производство электроэнергии атомными электростанциями составило 173,0 млрд. кВт·ч. (на 1,5% выше показателей 2010 года).

В общей выработке электроэнергии в 2011 году доля ТЭС составила 67,6%, ГЭС - 15,8%, АЭС - 16,6%.

Вводы мощности в 2011 году на электростанциях России составили 5 845 МВт. По сравнению с 2010 годом объем введенных мощностей вырос в 1,8 раза. Наиболее крупные мощности, введенные в 2011 году - блок № 4 мощностью 1 000 МВт на Калининской АЭС, блок № 7, 8 мощностью 794 МВт на Сургутской ГРЭС-2, 450 МВт на Южной ТЭЦ-22, 422 МВт на Яйвинской ГРЭС, 420 МВт на ТЭЦ-26 ОАО "Мосэнерго", 400 МВт на Среднеуральской ГРЭС, 400 МВт на Невинномысской ГРЭС, 231 МВт на Тюменской ТЭЦ-1, 226 МВт на Челябинской ТЭЦ-3.

По итогам 2011 года, по данным Минэнерго России, в эксплуатацию было введено 22 225 км сетевых объектов и подстанций суммарной мощностью 27 445 МВА.

Выведено из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России суммарной мощностью 1 507,2 МВт.

Электроэнергетический комплекс России характеризуется высокой степенью изношенности оборудования электростанций и электрических сетей. Более 50% ГЭС и ТЭС эксплуатируются от 30 до 50 лет. В результате надежность работы оборудования электростанций не высокая, а КПД ТЭС в России около 37%, тогда как в мире 39 - 41,5%. Доля оборудования ЕНЭС, эксплуатация которого превышает сверхнормативный срок (более 25 лет), составляет для ПС 47%, для ЛЭП - 67%. Доля оборудования ЕНЭС, которое по сроку эксплуатации можно отнести к аварийному (более 35 лет для ПС и более 40 лет для ЛЭП), составляет для ПС 17%, для ЛЭП - 26%.

Вводы мощности за последние 10 лет составляли в среднем 1,8 млн. кВт, что не обеспечивает необходимого обновления электроэнергетики и перелома существующей тенденции роста устаревшего оборудования.

Особое место среди вопросов модернизации и развития электроэнергетики занимают испытательные центры высоковольтного электрооборудования. Испытательные центры высоковольтного электрооборудования, созданные в период 50 - 70 годов, морально и физически устарели и не обеспечивают проведение испытаний в полном объеме, обеспечивающим надежность работы энергосистем и энергобезопасность страны.

Следует подчеркнуть, что свертывание в 90-х годах программ разработок и модернизации испытательных баз и освоения новых видов электрооборудования привело к растущему отставанию технического уровня российских опытно-экспериментальных баз от уровня, достигнутого базами в развитых зарубежных странах, а их физический износ может привести через два-три года к полной зависимости отечественных производителей от зарубежных лабораторий.

Комплексным решением, возникшим перед отраслью электроэнергетики проблем по обеспечению надежности электроснабжения и энергобезопасности, является создание сети государственных специализированных испытательных центров по энергооборудованию на базе строительства новых современных центров и модернизации действующих.

Наряду с физическим износом оборудования происходит его моральное старение. Средний технический уровень установленного подстанционного оборудования в электрических распределительных сетях по многим позициям соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в ведущих странах мира 30 лет назад. Так, например, около 50% всех комплектов релейной защиты находятся в эксплуатации более 25 лет и морально устарели.

В то же время по-прежнему остаются высокими фактические потери электрической энергии в сетях. Основными факторами высоких технических потерь являются:

- изношенность электрооборудования;
- использование устаревших видов электрооборудования;
- несоответствие используемого электрооборудования существующим нагрузкам.

Объем ремонтных работ, а также мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции основных фондов, проводимых в настоящее время электросетевыми компаниями недостаточен для существенного улучшения состояния электросетевых активов. В связи с этим технический износ основных фондов имеет тенденцию к росту.

Количество остановок генерирующего оборудования с полной потерей мощности электростанции в 2010 году составило 1, за 7 месяцев 2011 года - 6: Троицкая ГРЭС (ОГК-2), Рефтинская ГРЭС (ОГК-5), Сургутская ГРЭС-1 (ОГК-2) - отключился энергоблок № 2 - 800 МВт (04.03.2011). Десятки остановок оборудования фиксируется на ТЭС территориальных генерирующих компаний.

Количество выходов из строя сетевого оборудования (110 - 750 кВ) в 2010 году составило 18179, за 7 месяцев 2011 года - 7 402. Наиболее значимые аварии в сетевом комплексе: ВЛ-500кВ - Восточная часть ОЭС Сибири (23.05.2011), ВЛ-500кВ - Сургутская энергосистема (05.06.2011), ВЛ-330кВ - Калининградская область (13.08.2011), авария на ПС-330 кВ "Восточная" (г. Санкт-Петербург) летом 2010 года связана с износом изоляции контрольного кабеля (срок эксплуатации 39 - лет).

Кроме того, за последние 20 лет прослеживается отрицательная динамика полезного отпуска тепла и электроэнергии с коллекторов/шин тепловых электростанций. Отпуск тепла от тепловых электростанций за этот период сократился в 1,5 раза за счет снижения отпуска пара производственных параметров от тепловых электростанций промпредприятиям в начале рассматриваемого периода и замещения тепловой нагрузки от тепловых электростанций в горячей воде котельными, которое продолжается и сегодня. Перераспределение существующих тепловых нагрузок от источников комбинированной выработки в пользу котельных и присоединение новых потребителей сопровождалось массовым строительством котельных. За период с 2000 по 2011 год количество котельных увеличилось на 9% и достигло 73 944 шт. В результате появился даже новый термин "котельнизация", являющийся синонимом неэффективного использования топлива. Следует отметить, что вышеуказанная тенденция привела к снижению доли электроэнергии, вырабатываемой в теплофикационном режиме, соответственно снизилась эффективность использования топлива. В 2011 году выработка электрической энергии соответствовала выработке 1992 года, при этом выработка тепловой энергии снизилась по сравнению с 1992 годом, что в результате привело к перерасходу топлива в 2011 году по сравнению с 1992 годом за счет неэффективной загрузки существующих электростанций.

Минэнерго России уделяет особое внимание снижению негативного воздействия ТЭС России на окружающую среду при размещении и хранении ЗШО на полигонах.

В России действует 172 ТЭС на угольном топливе, имеющие золошлакоотвалы. В золоотвалах ТЭС России в настоящее время накоплено ЗШО порядка 1,5 млрд.т. годовой выход ЗШО составляет порядка 22 - 23 млн. т, утилизируется и используется порядка 8-10% (1,7 - 2,3 млн.т) ежегодного выхода ЗШО. При такой тенденции к 2020 году объем накопленных ЗШО превысит 1,7 млрд.т. Площадь

золошлакоотвалов составляет более 28 тыс. га. Проблемы вызванные увеличением накопления ЗШО в золоотвалах:

золошлаковые отвалы 107 электростанций (около 60% от их общего количества) близки к переполнению или уже переполнены, а землеотвод для их расширения крайне затруднен, в ряде случаев невозможен, требует значительных капитальных затрат. Это создает риски:

ограничения мощности угольных электростанций;
вывода их из энергобаланса в ближайшей перспективе.

Затраты на содержание вновь образуемых ЗШО (включающие расходы на транспортировку ЗШО от станции до золошлакоотвала, эксплуатацию золошлакоотвала, экологические платежи, аренду земли) составляют более 500 рублей/т (годовые затраты в целом по отрасли - более 14 млрд. рублей);

в себестоимости угольных электростанций затраты на ЗШО составляют 5 - 7%;

инвестиции в реконструкцию одного золошлакоотвала (строительство ограждающей дамбы) составляют порядка 1 млрд. рублей;

стоимость строительства нового золошлакоотвала составляет ~ 2 - 4 млрд. рублей;

экологические риски в результате накопления ЗШО:

пыление и фильтрация золоотвалов - источник опасности для населения, растительного и животного мира близлежащих к золоотвалам районов;

золоотвалы - источник опасности для водных бассейнов (рек и озер) из-за возможного прорыва дамб.

Причины, препятствующие переходу к беззолоотвальному обращению с ЗШО:

отсутствие законодательных и правовых основ для свободного товарного оборота ЗШО;

недостаточная инфраструктурная готовность энергокомпаний, имеющих в своем составе угольную генерацию, к масштабному вовлечению ЗШО в товарный оборот;

отсутствие на региональном уровне (в субъектах Российской Федерации) заинтересованности в использовании техногенного вторичного минерального сырья.

Отсутствие законодательных и правовых предпосылок:

отсутствие правового механизма перевода ЗШО в ЗШМ (золошлаковые материалы);

отсутствие необходимых национальных стандартов, регламентирующих направления использования ЗШО в строительной индустрии, дорожном и ландшафтном строительстве;

отсутствие на государственном уровне работоспособного механизма экономического стимулирования товарного оборота ЗШО;

существование вне правового поля значительной части рынка ископаемых сыпучих строительных материалов, что делает этот рынок недоступным для ЗШО.

Причины отсутствия рынка:

затруднена конкуренция золошлаков ТЭС с первичными минеральными ресурсами из-за невысоких цен на природные материалы, которые достигаются, главным образом за счет невыполнения обязательств недропользователями (предусмотрено Земельным кодексом Российской Федерации, Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № ФЗ-2395-1 "О недрах", постановление Правительства РФ от 23 февраля 1994 г. № 140 "О рекультивации земель");

широкой практикой является разработка "с нуля" местного карьера вблизи потребителя с дальнейшим оставлением его в нерекультивированном виде, что искусственно удешевляет добываемый сыпучий материал и приводит к экономической нецелесообразности применения золошлаков ТЭС;

энергетические компании, напротив, выполняют все обязательства, связанные с размещением золошлаков на отвалах, в том числе несут значительные затраты на рекультивацию и природоохранные платежи;

ужесточение природоохранного законодательства в части обращения с золошлаками ТЭС приведет к еще большему перекосу ситуации в пользу применения природных сыпучих материалов.

Для повышения эффективности функционирования и развития электроэнергетики необходима разработка, утверждение и реализация программы модернизации и оказание содействия со стороны Минэнерго России внедрению и освоению новых технологий и техники в сфере производства, передачи и распределения электрической энергии.

Кроме того, в целях обеспечения гармонизации европейских и российских систем стандартизации в области электроэнергетики в условиях действующих положений Таможенного кодекса Таможенного союза и соглашений ВТО необходимы: разработка единой системы стандартизации; разработка и реализация программы первоочередных мероприятий по стандартизации с целью обеспечения надежности,

безопасности, развития энергосбережения и повышения энергоэффективности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики.

Реализация подпрограммы "Развитие и модернизация электроэнергетики" обеспечит рост эффективности производства электроэнергии и **тепла** на базе инновационного обновления отрасли, снижения износа основных фондов, повышения технологической безопасности, диверсификации топливной корзины генерации. На этой основе будет обеспечено надежное электроснабжение потребителей по конкурентоспособным ценам (ограничение роста тарифов на электроэнергию).

Таким образом, с учетом прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014 - 2018 годов основными ограничениями развития электроэнергетики являются:

- значительный износ основных фондов;
- высокая доля газа в топливном балансе (на уровне 70 процентов);
- неравномерность внутреннего спроса на электроэнергию как в региональном, так и в отраслевом разрезе.

При этом производство электроэнергии в 2015 году на ТЭС увеличится на 5,8% к уровню 2011 года, на АЭС - на 11,4%, на ГЭС - на 16,5%.

В структуре производства электроэнергии доля ТЭС снизится с 67,9% в 2011 году до 66,2% в 2015 году, АЭС и ГЭС увеличится соответственно с 16,4% до 16,8% и с 15,6% до 16,8%.

В 2013-2016 годах планируется ввод мощностей (ТЭС, ГЭС, АЭС) в объеме более 27 ГВт. Суммарные инвестиции в этот период прогнозируются в размере более 4 трлн. рублей, в том числе в тепловую генерацию - 35% от суммарных инвестиций, гидрогенерацию - 6%, атомную генерацию - 18%, сетевое хозяйство - 41%.

Источники инвестиций соответствуют структуре собственности в отрасли. Так, частные инвестиции являются преимущественным источником финансирования для конкурентного сектора (прежде всего, тепловой генерации), а государственные инвестиции - естественно-монопольного, то есть магистрального сетевого комплекса, гидро- и атомной генераций.

Приоритеты государственной политики в сфере реализации подпрограммы, цели, задачи и показатели (индикаторы) достижения целей и решения задач, описание основных ожидаемых конечных результатов подпрограммы, сроков и этапов реализации подпрограммы

Основными приоритетами государственной политики в сфере данной подпрограммы являются:

повышение надежности энергоснабжения потребителей, улучшение качества передаваемой электроэнергии, в том числе снижение общего числа отказов и технологических нарушений в электросетевом комплексе;

снижение потерь электроэнергии, предотвращение возникновения техногенных аварий в результате замены изношенного оборудования;

снижение доли затрат для потребителей;

снижение доли затрат на транспорт электроэнергии;

увеличение занятости в смежных отраслях промышленности, включая рост загрузки отечественных заводов-изготовителей оборудования, строительно-монтажных предприятий, научно-исследовательского и проектного комплекса страны;

стимулирование внедрения новых технологий в энергетике России;

реализация комплекса мероприятий, направленных на развитие и стимулирование конкуренции мероприятий в электроэнергетике, в частности, посредством:

- внедрения интеллектуальных приборов учета. Дополнительные функции, которая предоставит данная система, будут способствовать развитию конкуренции на розничном рынке электроэнергии между сбытовыми компаниями, поскольку представится возможность для создания разнообразного тарифного меню, предоставления различных программ по управлению потреблением, более оперативного реагирования на различного рода инциденты. Кроме того система интеллектуального учета позволит формировать дополнительные услуги для потребителей электроэнергии, такие как предоставление необходимой и исчерпывающей информации по потреблению, в том числе с использованием интернет-технологий, формирование различных отчетов (финансовых и технических) для потребителя, которые позволят более детально анализировать график своего потребления, а также предоставление рекомендаций, которые позволят снизить

издержки и повысить эффективность потребления электроэнергии;

➤ обеспечения возможности для розничных потребителей по уходу от гарантирующего поставщика и заключения свободных двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии и мощности (СДЭМ) с любыми поставщиками оптового и розничного рынков при соблюдении условий наличия отвечающего обязательным требованиям законодательства о техническом регулировании почасового учета потребления электроэнергии и отсутствия задолженности перед гарантирующим поставщиком. Данные договоры могут заключаться как через организованные площадки, так и напрямую между розничным покупателем и производителем электроэнергии. Такая мера существенно улучшит состояние конкурентной среды на розничных рынках электрической энергии (мощности) и может быть реализована при формировании целевой модели розничных рынков электрической энергии;

➤ внедрения новой модели оптового рынка, направленной, в том числе на стимулирование свободных двухсторонних отношений между участниками оптового рынка, что является важнейшим фактором развития конкурентных рынков;

➤ укрупнения зон свободного перетока (ЗСП) для целей проведения конкурентного отбора мощности. Данная мера позволит снизить число ЗСП с ограниченным уровнем конкуренции и ослабить в них влияние государственного регулирования;

➤ реализации мероприятий по облегчению доступа на оптовый рынок для отдельных категорий участников, например, крупных розничных потребителей, заключающих СДЭМ (в их отношении могут быть применены пониженные требования в части организации систем учета и регистрации групп точек поставки);

внедрения систем «бенчмаркинга» (сравнительного анализа) уровня надежности и качества услуг сетевых организаций в сочетании с повышением уровня их клиентоориентированности через создание служб «одного окна» и широкой системы информирования потребителей, в том числе с использованием специализированного портала в сети «Интернет».

Надежность системы теплоснабжения имеет важнейшее и жизнеобеспечивающее значение в условиях России с ее холодами.

Эффективность ТЭЦ даже с учетом сетевой составляющей намного выше, чем отдельная выработка электрической и тепловой энергии на крупных конденсационных электростанциях и районных котельных.

Из-за острого недоинвестирования в последние 20 лет износ оборудования ТЭЦ и теплосетей критически вырос.

Изменение вышеуказанных тенденций должно основываться на создании условий по привлечению в отрасль теплоснабжения требуемого объема инвестиций и обеспечения её устойчивого долгосрочного сбалансированного функционирования и развития.

При этом под устойчивостью понимается не только, и не столько, самодостаточность отрасли, но и ответственность, и прозрачность в треугольнике взаимоотношений Производитель-Потребитель-Власть.

В целях преодоления современных вызовов, стоящих перед отраслью, предлагается зафиксировать следующие принципы:

1. Отрасль должна предоставлять конкурентоспособные условия для квалифицированных и ответственных инвесторов. Или иными словами доходность инвестиций в тепловой бизнес должна быть сопоставимой с альтернативными возможностями размещения капитала при близком профиле риска. Это означает необходимость согласовать и зафиксировать корректно посчитанные ключевые параметры доходности, исключить риски пересмотра параметров долгосрочного регулирования.

2. Регулирование должно стремиться (по крайней мере, в городах с развитой централизованной системой теплоснабжения) к рыночным правилам функционирования теплоснабжающих организаций. То есть их применение должно обеспечивать более эффективному участнику рынка большую прибыль, чем менее эффективному.

3. Рынок электроэнергии не должен искусственно деформировать экономику рынка теплоснабжения, дискриминируя работу ТЭЦ на ОРЭМ. Необходимо, в частности: а) оценить стоимость горячего резерва электрических мощностей ТЭЦ и учесть в новой модели рынка ОРЭМ её оплату; б) заменить существующие критерии минимальных технических требований к оборудованию, работающему на рынке ОРЭМ конкурентными условиями на основе технико-экономических показателей с учетом остаточного ресурса основного оборудования; в) исключить нормы, ограничивающие оплату (поставку) мощности сверх установленной для генерирующего оборудования, поставляющего мощность в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии; г) отменить обязательное ценопринимание на

технологический минимум и установить обязательное ценопринимание на технический минимум.

4. Необходимо синхронизировать изменения в регулировании теплоснабжения с нововведениями на рынке электроэнергии, чтобы обеспечить первоочередную загрузку наиболее эффективных генераторов в теплофикационном режиме. При этом конденсационный режим ТЭЦ, как режим по сути вынужденного генератора по электроэнергии, должен оплачиваться по фактической топливной составляющей, без ее трансляции в маргинальный рынок.

5. Механизмы развития должны основываться на принципах конкуренции с учетом равнодоступности сетевой составляющей. При этом безусловным конкурентным преимуществом должны обладать проекты с минимальным негативным воздействием на экологию, с меньшими выбросами вредных веществ в окружающую среду.

На тепловом рынке достаточным уровнем, формирующим конкурентные и экономически оправданные с точки зрения инвестора отношения, в производстве тепловой энергии, может быть признана стоимость производства тепла альтернативной котельной. Тариф альтернативной котельной – это такая цена на тепловую энергию у потребителя, которая необходима для покрытия нормированных операционных и капитальных затрат на строительство новой современной котельной, замещающей теплоснабжение от централизованных либо от менее эффективных локальных источников.

При этом технологической и управляющей основой для надежного функционирования и развития систем теплоснабжения должна стать единая теплоснабжающая организация, работающая как единый центр ответственности за поставку тепловой энергии, расчеты за потребленное тепло, оптимизацию работы системы, гарантирование бесперебойности и качества теплоснабжения.

В качестве ключевых индикаторов, характеризующих достижение поставленных целей и решения задач подпрограммы, используются следующие показатели:

вводы генерации ТЭС (объекты ДПМ), ГВт;

модернизация системы коммерческого учета электроэнергии (внедрение интеллектуального учета электроэнергии), % интеллектуальных счетчиков от общего количества приборов учета не соответствующих современным требованиям;

количество аварий в сетях, тыс. шт.;

количество аварий в генерации, тыс. шт.;

удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с $N_{уст}$ 25 МВт и более (пропорциональный метод разделения топлива), г у.т./кВт ч;

удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с $N_{уст}$ 25 МВт и более (пропорциональный метод разделения топлива), кг/Гкал;

потери электроэнергии в электрических сетях, % от общего объема отпуска электроэнергии в сеть;

срок подключения к энергосети, дней;

количество этапов, необходимых для получения доступа к энергосети, штук;

доля использования ЗШО текущего (годового) выхода, %.

Сведения о показателях (индикаторах) подпрограммы представлены в таблице 1.

Важным аспектом функционирования и развития систем теплоснабжения является разработанная муниципалитетом в соответствии с законом «О теплоснабжении» Схема теплоснабжения поселения. При необходимости её синхронизация с генеральным планом развития поселения и схемами развития электро-, газо- водоснабжения.

Введение новой модели регулирования учитывает задачу соответствия платежеспособности коммунальных потребителей. Действующим федеральным законодательством предусмотрены инструменты смягчения социальных последствий и адресной поддержки малообеспеченных слоев населения (социальная норма потребления коммунальных услуг, субсидии, льготы, иные механизмы государственного участия).

Целевыми индикаторами могут стать:

1. Повышение доли выработки электроэнергии в комбинированном цикле на теплофикационной нагрузке;

2. Прекращение отрицательной тенденции показателей коэффициента использования топлива (КИТ) и коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) на ТЭЦ;

3. Снижение объемов выводов ТЭЦ по экономическим мотивам на ОРЭМ;

4. Модернизация элементов систем теплоснабжения:

Достижение установленных показателей качества и надежности;

Снижение потерь в сетях до нормативного уровня;

Снижение удельного расхода топлива при выработке тепловой энергии.

Подпрограмма "Развитие и модернизация электроэнергетики" реализуется в 2013 - 2020 годы.

Основными конечными результатами реализации подпрограммы являются:

обновление производственной базы электроэнергетики на базе отечественных (или лицензионных) передовых энергетических технологий;

сдерживание темпов роста тарифов на генерацию тепловой энергии и рыночной стоимости электрической энергии в связи с повышением экономической и энергетической эффективности электроэнергетической отрасли, снижением удельных расходов условного топлива на отпуск электрической энергии на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с Нуст 25 МВт и более (по пропорциональному методу разделения топлива) до 310 г/кВт ч в 2020 году, снижению удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с Нуст 25 МВт и более (по пропорциональному методу разделения топлива) до 157 кг/Гкал и сокращении потерь электроэнергии при передаче до 8,8% к 2020 году;

повышение надежности электроснабжения потребителей и уровня безопасности работы электроэнергетической инфраструктуры, недопущения крупных (каскадных) аварий и длительного перерыва электроснабжения;

снижение рисков вывода угольных электростанций из энергобаланса вследствие переполнения золошлакоотвалов на основе обеспечения в 2020 году использования ЗШО текущего (годового) выхода на уровне 70%;

повышение доступности энергетической инфраструктуры: уменьшение количества этапов присоединения (с 10 до 5), сокращение срока подключения к энергосети (с 281 до 40 дней).

Переход в ближайшие годы к новой модели теплоснабжения позволит обеспечить остро необходимый приток инвестиций, передать ответственность за отрасль квалифицированным инвесторам и постепенно повышать надежность и качество теплоснабжения. Для потребителей

возрастет прогнозируемость затрат. Будет создан потенциал их экономии за счет повышения энергоэффективности. Для государства будут созданы возможности прозрачного и системного контроля. Такой путь уже был неоднократно пройден в различных отраслях российской экономике (например, в секторе сотовой и стационарной связи, при реализации проектов ДПМ и др.), и везде показал свою эффективность.

Основным мероприятием программы по вопросу теплоснабжения на ближайший период является формирование модели теплоснабжения и утверждение «дорожной карты» по ее реализации.

Перечисленные мероприятия данной подпрограммы включают в себя также и инновационную составляющую. В таблице, приведенной ниже, дана информация о мероприятиях подпрограммы, их эффектах и результатах, инновационных и технологических направлениях, развиваемых в рамках выполнения мероприятий подпрограммы, инновационных технологий по указанным направлениям.

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
Модернизация и новое строительство генерирующих мощностей / ГТУ нового поколения	Повышение эксплуатационных характеристик (надежность, маневренность, быстрота пуска, снижение выбросов вредных NOx и т.д.) Повышение энергетической эффективности	Инновации в теплоэнергетике	Создание экономически эффективных и экологически чистых технологий переработки низкосортных конденсированных топлив, в том числе твердых бытовых отходов, углей, нефтешламов, биомассы
	Создание энергетических установок с внутрицикловой газификацией угля	Инновации в	Электромеханические

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
		гидроэнергетике	<p>комплексы, состоящие из специальных электрических машин, преобразователей частоты и систем управления с достижением следующих параметров: увеличение среднего КПД гидротурбины, увеличение быстродействия регулирования активной мощности, расширение мощностного диапазона по активной мощности, повышение запаса по статической и динамической устойчивости, расширение регулировочного диапазона по реактивной мощности в режимах потребления</p>
Модернизация и новое	Снижение потерь (технических /	Инновации в области	Системы сетевого накопления энергии

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
строительство электросетевых объектов	коммерческих) электроэнергии	накопления энергии	для сглаживания пиков нагрузки в энергосистеме, резервирования питания энергообъектов и обеспечения устойчивой и надежной работы возобновляемых источников энергии (ветровых, приливных электростанций) и малой генерации
		Инновации в области передачи энергии	Создание и освоение электротехнического оборудования на основе технологии ВТСП (силовые кабельные линии, ограничители тока короткого замыкания, электрические машины и трансформаторы) в целях: увеличения пропускной способности линий при меньших массогабаритных характеристиках, снижения потерь электроэнергии, передачи больших

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
			потоков мощности и электроэнергии

Финансирование мероприятий по развитию указанных в таблице инновационных технологий будет осуществлено за счет внебюджетных источников, основным из которых являются средства, направляемые на реализацию программ инновационного развития компаний электроэнергетики с государственным участием: ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «РусГидро», ОАО «РАО Энергетические системы Востока», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «Иркутскэнерго».

Характеристика основных мероприятий подпрограммы

В рамках подпрограммы выделяются следующие основные мероприятия:

Основное мероприятие 2.1. Модернизация и новое строительство генерирующих мощностей.

Реализация данного мероприятия позволит обеспечить рост эффективности производства электроэнергии и тепла, снижение износа основных фондов, повышение технологической безопасности, диверсификация топливной корзины генерации, снижение темпов роста цен на электроэнергию, создание стимулов для модернизации генерирующих мощностей.

Реализация программы модернизации позволит существенно улучшить технико-экономические показатели отрасли, как в части потерь электроэнергии, так и показателей расхода топлива.

Выполнение масштабных планов технологического обновления в генерации и электросетевом комплексе, предусмотренных программой модернизации электроэнергетики России, требует создания новой системы эффективного взаимодействия и управления развитием с участием государства, генерирующих и сетевых компаний.

Данное мероприятие в конечном итоге должно обеспечить привлечение в отрасль необходимых инвестиционных ресурсов и их эффективное использование на приоритетных направлениях программы.

Необходимо запустить эффективные рыночные механизмы, дающие адекватные ценовые сигналы для принятия положительных инвестиционных решений. В этой связи необходимо доработать действующую модель оптового и розничного рынков электрической энергии и мощности. При этом ключевой задачей является формирование долгосрочных отношений между субъектами рынка, которые обеспечат запуск проектов модернизации в объемах необходимых для устойчивого развития единой энергетической системы.

В рамках данного мероприятия должно быть разработано и внедрено на электростанциях новое энергоэффективное оборудование (ГТУ большой мощности, экологически чистые угольные технологии на суперсверхкритических параметрах пара и с внутрицикловой газификацией твердого топлива, решения для сетевых организаций). Подобные проекты планируется реализовать в рамках государственно-частного партнерства.

Зарубежные и отечественные турбиностроительные компании ведут интенсивные НИОКР по разработке ГТУ нового поколения. Работы ведутся в двух взаимосвязанных направлениях: (1) с приоритетом повышения эксплуатационных характеристик (надежности, маневренности, быстроты пуска, снижения выбросов вредных NO_x и т.д.) и (2) с приоритетом повышения энергетической эффективности. В первом случае фирмы ориентируются на уже хорошо освоенный уровень термодинамических параметров (температуры и давления), во втором - переходят на новый уровень. У турбин, относящихся к каждому из этих направлений, имеется свой круг потребителей. Основные инновации связаны с разработкой новых материалов и новых термобарьерных покрытий для горячей части ГТУ, новых способов охлаждения лопаток первых ступеней, новых низкоэмиссионных камер сгорания.

Для угольной энергетики приоритетным направлением является освоение технологии газификации угля и создание на ее основе энергетических установок с внутрицикловой газификацией угля (ВЦГ). Наиболее серьезными проблемами здесь были и во многом остаются:

разработка высокоэффективного газогенератора большой мощности энергетического назначения (надежного, гибкого в управлении и т. д.);

разработка энергетически и экономически эффективной системы очистки генераторного газа большой производительности.

Газификация угля в настоящее время рассматривается не только в связи с получением энергии в установках ВЦГ, но в большей степени и как

источник сырья для производства жидких моторных топлив, химических продуктов и удобрений. В последние годы ВЦГ рассматривают в качестве перспективной технологии улавливания SO_2 . Общим преимуществом технологий газификации угля, свойственным как ВЦГ, так и технологиям переработки, является техническая возможность преобразовать содержащуюся в угле энергию в химическую энергию богатых водородом веществ, тогда как собственно углерод может быть извлечен и захоронен без выбросов углекислого газа.

Еще один фактор, обуславливающий рост интереса к технологиям газификации, связан с возможностью организации крупнотажного производства водорода. Этот фактор усиливается в связи с планами перехода к водородной экономике, поскольку среди промышленно освоенных способов получения водорода термохимическая конверсия угля уступает по стоимости только термохимической конверсии природного газа.

На данном этапе при участии Минэнерго России, энергокомпаниями ведутся различного рода работы по НИОКР, технико-экономическому обоснованию применения данных технологий в России и рассматриваются различные площадки размещения технологий на энергообъектах. Одним из основных принципов государственной политики в сфере теплоснабжения является обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения.

Таким образом, эффективное распределение тепловых нагрузок в системах теплоснабжения содержит серьезный потенциал повышения энергетической эффективности использования топлива в электроэнергетике и системах теплоснабжения Российской Федерации. Учитывая, что в большинстве крупных городов установленная мощность источников тепловой энергии в системах теплоснабжения превышает фактически достигнутые многолетние максимумы тепловых нагрузок, в результате экономически обоснованного распределения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии, часть неэффективных источников будет переведена в пиковый режим или выведена из эксплуатации. Согласно статье 18 Закона о теплоснабжении распределение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в системе теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, осуществляется органом, уполномоченным в соответствии с настоящим Федеральным законом на

утверждение схемы теплоснабжения, путем внесения ежегодно изменений в схему теплоснабжения. Безусловным приоритетом является утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения пятьсот тысяч человек и более, в том числе городов федерального значения Москвы и Санкт-Петербурга, что позволяет в значительной мере оптимизировать загрузку источников тепловой энергии, снизить удельные затраты условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии и достигнуть целевые показатели тепловой экономичности оборудования (ключевые показатели Подпрограммы).

Для обеспечения необходимого притока инвестиций, передачи ответственности за отрасль квалифицированным инвесторам и постепенного повышения надежности и качества теплоснабжения необходимо в ближайшие годы осуществить переход к новой модели регулирования рынка теплоснабжения, основанной на принципах функционирования единой теплоснабжающей организации в системах централизованного теплоснабжения и конкуренции экономических отношений на основе стоимости тепловой энергии от "альтернативной котельной".

Для потребителей возрастет прогнозируемость затрат. Будет создан потенциал их экономии за счет повышения энергоэффективности. Для государства будут созданы возможности прозрачного и системного контроля. Такой путь уже был неоднократно пройден в различных отраслях российской экономике (например, в секторе сотовой и стационарной связи, при реализации проектов ДППМ и др.), и везде показал свою эффективность.

Минэнерго России уделяет особое внимание развитию генерирующих мощностей на Дальнем Востоке и в Байкальском регионе. В рамках данного мероприятия планируется расширение существующих и строительство новых генерирующих объектов с целью создания и поддержания резервов мощности, покрытия прироста энергопотребления, а также замещения мощностей электростанций, выработавших ресурс и развития экспорта электроэнергии в КНР. Кроме того планируется реализовать ряд проектов по развитию энергетики на основе возобновляемых источников энергии, снижающих уровень бюджетных дотаций на возмещение разницы между экономически обоснованными и установленными для населения тарифами на энергию.

К приоритетным проектам развития генерации на Дальнем Востоке относятся следующие классы проектов:

- 1) обеспечение энергией строящихся крупных промышленных потребителей;
- 2) обеспечение надежности энергоснабжения существующих потребителей, замещение выбывающих мощностей;
- 3) развитие экспорта электроэнергии;
- 4) развитие ВИЭ в локальной энергетике.

Основное мероприятие 2.2. Модернизация и новое строительство электросетевых объектов.

Реализация данного мероприятия позволит обеспечить рост эффективности транспорта и распределения электроэнергии, снижение износа основных фондов, повышение технологической безопасности, а также снижение потерь электроэнергии в электрических сетях за счет реконструкции трансформаторных подстанций, магистральных электрических сетей высокого напряжения, распределительных электрических сетей среднего и низкого напряжения, совершенствования системы коммерческого и технического учета электроэнергии.

Из основных задач данного мероприятия можно выделить:

- модернизация электросетевых объектов;
- улучшение качества передаваемой электроэнергии;
- улучшение экологических показателей функционирования электросетевых объектов;
- снижение потерь электроэнергии;
- предотвращение возникновения техногенных аварий в результате замены изношенного оборудования;
- снижение социальных рисков;
- снижение доли затрат на транспортировку электроэнергии;
- увеличение занятости в смежных отраслях промышленности;
- повышение загрузки отечественных заводов-изготовителей оборудования, строительно-монтажных предприятий, научно-исследовательского и проектного комплекса страны;
- обеспечение дополнительных возможностей для депрессивных регионов.

В рамках данного мероприятия также реализуются:

Программа реновации кабельной сети напряжением 6 - 110 кВ ОАО "Холдинг МРСК". Программа реконструкции электросетевых объектов, предназначена для повышения надежности электроснабжения, обновления основных фондов кабельных сетей, повышения надежности работы кабельной сети, обеспечения бесперебойного электроснабжения

потребителей, снижения количества аварийных ситуаций и длительных отключений, снижения объемов потерь электроэнергии, обеспечение технологического присоединения новых потребителей (физических и юридических лиц), увеличения возможностей потребителей в дополнительной электроэнергии;

Модернизация коммерческого учета электроэнергии, за счет внедрения системы интеллектуального учета и разработка необходимой нормативной базы. Реализация мероприятия направлена на снижение коммерческих потерь электроэнергии, развитие конкуренции на розничном рынке электроэнергии, снижение уровня потребления электроэнергии в пиковые периоды функционирования энергосистемы, повышение надежности энергоснабжения за счет организации мониторинга параметров энергосистемы, развитие гибкой тарификационной сетки для потребителей, повышение прозрачности розничного рынка электроэнергии за счет формирования полных и достоверных энергетических балансов и снижение операционных издержек у сбытовых и сетевых компаний.

Кроме того в целях обеспечения ускоренного социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона Минэнерго России планируется активное развитие энергетической инфраструктуры соответствующих территорий. В рамках данного мероприятия предполагается строительство линейных объектов, обеспечивающих удовлетворение спроса создаваемых новых территориально-промышленных комплексов и иных внутренних потребителей Дальнего Востока и Байкальского региона.

К приоритетным проектам развития электросетевых объектов на Дальнем Востоке относятся следующие классы проектов:

- 1) обеспечение доступности энергосистемы, присоединения льготной категории потребителей к электрическим сетям;
- 2) обеспечение энергией строящихся крупных промышленных потребителей;
- 3) обеспечение надежности энергоснабжения существующих потребителей;
- 4) развитие экспорта электроэнергии.

Основное мероприятие 2.3. Повышение доступности энергетической инфраструктуры.

Реализация данного мероприятия позволит обеспечить повышение доступности энергетической инфраструктуры: уменьшение количества этапов присоединения, необходимых для получения доступа к энергосети,

сокращение срока подключения к энергосети, снижение затрат на получение доступа к энергосети.

Данное мероприятие выполняется в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2012 г. № 1144-р.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 15 ноября 2012 г. № 2096-р утвержден перечень показателей для оценки эффективности деятельности руководителей федеральных органов исполнительной власти по созданию благоприятных условий ведения предпринимательской деятельности.

Указанное распоряжение устанавливает для Минэнерго России следующие показатели:

предельный срок подключения потребителей (до 150 кВт) с даты поступления заявки на технологическое присоединение до даты подписания акта о технологическом присоединении (в отношении сетевых компаний с долей государственного участия) - с 281-го до 45-ти дней к 2015 году и с 45-ти до 40-ка к 2018 году;

предельное количество этапов (процедур) необходимых для осуществления технологического присоединения - с 10-ти до 6-ти этапов к 2015 году и с 6-ти до 5-ти этапов к 2018 году.

Данные показатели также включены в распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.06.2012 № 1144-р, которым утверждена дорожная карта "Повышение доступности энергетической инфраструктуры" (далее - дорожная карта), предусматривающая ряд мер по повышению доступности электросетевой инфраструктуры для потребителей электрической энергии.

Дорожная карта призвана облегчить условия подключения потребителей к энергетической инфраструктуре в России. Предлагается сделать процедуру подключения к энергосети более простой, быстрой, прозрачной, и менее затратной.

В качестве контрольных показателей успешной реализации дорожной карты выбран рейтинг инвестиционной привлекательности, подготавливаемый Всемирным банком на ежегодной основе, и состоящий из нескольких показателей. По итогам рейтинга Всемирного банка в 2012 году по показателю "подключение к энергосетям" Россия находится на 184 (предпоследнем) месте. В среднем по всем показателям рейтинга Россия пока находится на 120 месте. Целевым ориентиром в соответствии с данным рейтингом выбрано включение России в 20 лучших стран.

Основное мероприятие 2.4. Снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Данное мероприятие связано с отработкой технологических и правовых механизмов утилизации ЗШО тепловых электростанций России. Снижение негативного воздействия ТЭС России на окружающую среду при размещении и хранении ЗШО на полигонах.

Возможности применения ЗШО в дорожном строительстве: основными целями применения ЗШО в земляном полотне автомобильных дорог являются:

снижение себестоимости производства работ;

изменение качества местных грунтов с благоприятными свойствами улучшающими добавками.

Золы и золошлаковые смеси обладают рядом преимуществ по сравнению с грунтами, аналогами которых они являются. ЗШО могут быть использованы:

самостоятельно для сооружения земляного полотна;

для осушения (в качестве сухих инертных добавок) конструктивных слоев из грунтов повышенной влажности.

Золошлаковые смеси рекомендуется использовать в земляном полотне вместо песков или песчано-гравийных смесей.

Применение ЗШО в промышленности строительных материалов: золошлакоотвалы - это крупный возобновляемый источник вторичных минеральных ресурсов (ВМР), которые по многим параметрам качественнее и дешевле природных ресурсов.

Использование ЗШО возможно в производстве основных строительных материалов: цемента, сухих строительных смесей, бетона, стеновых бетых и пенобетных блоков, кирпича, тротуарной плитки, элементов благоустройства и др.

Совершенствование деятельности в сфере обращения ЗШО:

1. Обеспечение легитимного перевода ЗШО из категории отходов в категорию золошлаковых материалов (ЗШМ) (классифицирование, сертифицирование и постоянное соблюдение указанных в сертификате физико-химических показателей ЗШО, т.к. только сертифицированные ЗШО могут стать ЗШМ);

2. Создание гарантированного рынка сбыта ЗШМ, включая, в т.ч.:

утверждение технических условий (параметров ЗШМ);

формирование долгосрочных заказов на ЗШМ.

3. Создание условий для производителей, переработчиков и потребителей ЗШМ, способствующих вовлечению ЗШМ в хозяйственный оборот.

Широкое вовлечение золошлаков в хозяйственный оборот страны позволит снизить темпы заполнения золошлакоотвалов.

Направления полезного использования ЗШМ:

Автомобильное строительство:

насыпи автомобильных дорог;

укрепление сильнопучинистых грунтов;

устройство дорожных оснований;

замена песка и отсевов дробления горных пород.

Производство строительных материалов:

цемент;

бетон;

силикатный кирпич;

газобетон;

сухие строительные смеси;

огнеупорные изделия.

Использование ЗШМ при рекультивации земель:

заполнение отработанных карьеров;

исправление и планировка ландшафтов.

Сепарация золошлаковой смеси на отдельные компоненты с выделением коммерчески значимых концентраций:

микросферы;

магнетитовый концентрат;

песок.

Высокотехнологичная переработка микросферы:

микросфера различных фракций (экспортный продукт).

Характеристика мер государственного регулирования

В подпрограмме предусмотрены следующие меры государственного регулирования:

утверждение и контроль за исполнением инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

применение и развитие форм частно-государственного партнерства для реализации перспективных проектов в энергетике;

разработка нормативных правовых актов, направленных на стимулирование мероприятий по модернизации объектов электроэнергетики;

разработка нормативных правовых актов, направленных на повышение доступности электросетевой инфраструктуры для потребителей электрической энергии;

совершенствование правовой базы направленное на создание условий для развития интеллектуального учета электроэнергии и получения эффективных результатов всеми субъектами розничного рынка.

Прогноз сводных показателей государственных заданий по этапам реализации подпрограммы

Оказание государственных услуг (выполнение работ) в рамках данной подпрограммы не предусмотрено.

Характеристика основных мероприятий, реализуемых субъектами Российской Федерации

В рамках реализации подпрограммы субъекты Российской Федерации осуществляют разработку и реализацию региональных энергетических программ. Сведения о составе и структуре мероприятий, а также расходах консолидированных бюджетов субъектов Российской Федерации будут уточнены после проведения дополнительного анализа структуры расходов субъектов Российской Федерации в области ТЭК в части расходов на развитие и модернизацию электроэнергетики.

Информация об участии государственных корпораций, акционерных обществ с государственным участием, общественных, научных и иных организаций в реализации подпрограммы

В рамках подпрограммы 2 "Развитие и модернизация электроэнергетики" предусматривается участие энергокомпаний с государственным участием (ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС", ОАО "РАО ЭС Востока", ОАО "РусГидро", ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Холдинг МРСК"), энергомашиностроительных компаний, а также ведущих организаций отрасли и РАН.

Основными направлениями деятельности указанных выше энергокомпаний являются:

развитие генерирующих и сетевых мощностей, обеспечивающих необходимый уровень надежности снабжения электроэнергией как страны в целом, так и отдельных ее регионов;

строительство и модернизация основных производственных фондов в электроэнергетике (электростанции, электрические сети) для обеспечения потребностей экономики и общества в электроэнергии;

внедрение новых экологически чистых и высокоэффективных технологий сжигания угля, парогазовых установок с высокими коэффициентами полезного действия, управляемых электрических сетей нового поколения и других новых технологий для повышения эффективности отрасли;

снижение негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду на основе применения наилучших технологий.

Обоснование объема финансовых ресурсов, необходимых для реализации подпрограммы

Объем финансовых ресурсов на 2013 - 2020 годы, необходимый для реализации Подпрограммы 2 "Развитие и модернизация электроэнергетики" составляет 8 273 482 240,10 тыс. рублей (таблица 7).

В том числе:

из средств федерального бюджета: 500 000,00 тыс. рублей (таблица 6);

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 8 272 982 240,10 тыс. рублей

Указанные расходы подлежат ежегодному уточнению в рамках бюджетного цикла.

Анализ рисков при реализации подпрограммы и описание мер управления рисками при реализации подпрограммы

Действия по достижению целей и решению задач деятельности Минэнерго России в 2013 году и на перспективу до 2020 года базируются, в частности, на результатах оценки рисков, свойственных отраслям и экономике в целом. Особое внимание министерства привлекает идентификация так называемых "системных рисков", способных, "передаваясь" по производственной цепочке сложившихся хозяйственных связей, серьезно влиять на функционирование как отдельных отраслей, так

и экономики России в целом. Основные системные риски, свойственные энергетическому сектору экономики, можно сгруппировать следующим образом.

Техногенные и экологические риски. С учетом того, что износ основных фондов в энергетике достигает в среднем 60-70%, вероятность техногенной аварии является довольно высокой, при этом велика и вероятность нанесения окружающей среде существенного ущерба. Любая крупная техногенная или экологическая катастрофа, возможные лавинообразные отказы действующего оборудования потребуют серьезных дополнительных капиталовложений и приведут к отвлечению средств с других объектов энергетического сектора. В последние годы риски подобных происшествий повысились в связи с увеличением вероятности террористических действий. В числе побочных последствий таких происшествий можно ожидать снижение инвестиционной привлекательности и рейтинга доверия со стороны кредитных организаций и международных финансовых институтов.

Минимизировать риски техногенных аварий возможно с помощью обновления основных фондов, перехода к прогрессивным технологиям, и реализации мероприятий риск-менеджмента.

Оценка эффективности реализации подпрограммы

Оценка эффективности государственной программы основывается на методике программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" и осуществляется по следующим направлениям:

- степень достижения целевых показателей подпрограммы;
- степень соответствия запланированному уровню затрат и эффективности использования средств федерального бюджета;
- степень реализации мероприятий (достижения ожидаемых непосредственных результатов их реализации).

Исходными данными для проведения оценки являются сведения, представленные в таблицах 1, 2 настоящей программы.

Подпрограмма 3. Развитие нефтяной отрасли.

Подпрограмма обеспечивает решение следующих задач государственной программы:

- задача 2 "Совершенствование добычи, транспортировки и повышение глубины переработки углеводородного сырья";

задача 4 "Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса".

Основные мероприятия подпрограммы:

3.1. Обеспечение уровней добычи нефти на месторождениях, находящихся в стадии эксплуатации и развитие новых центров нефтедобычи;

3.2. Строительство, модернизация, реконструкция и эксплуатация трубопроводных систем с оптимальными параметрами транспорта нефти и нефтепродуктов и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок;

3.3. Строительство, модернизация, реконструкция нефтеперерабатывающих предприятий;

3.4. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа;

3.5. Проведение технологического перевооружения за счет внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, направленных на оптимизацию процессов добычи с учетом внедрения технологий локализации и выработки остаточных запасов.

П А С П О Р Т

подпрограммы

Ответственный исполнитель подпрограммы	- Минэнерго России
Соисполнители подпрограммы	- нет
Участники подпрограммы	- нет
Программно-целевые инструменты подпрограммы	- В сфере реализации подпрограммы не применяются федеральные целевые программы и ведомственные целевые программы, подпрограмма состоит из основных мероприятий
Цели подпрограммы	- Создание условий, обеспечивающих максимизацию бюджетного и экономического

эффектов функционирования отрасли

- | | |
|--|---|
| Задачи подпрограммы | - 1. Эффективная разработка существующих и ввод новых месторождений.
2. Модернизация и диверсификация существующей системы транспорта нефти и нефтепродуктов и строительство новых магистральных трубопроводов.
3. Повышение глубины нефтеперерабатывающей промышленности и увеличение выпуска топлива, соответствующего техническим регламентам.
4. Повышение эффективности рационального использования попутного нефтяного газа |
| Целевые индикаторы и показатели подпрограммы | - 1. Добыча нефти и конденсата, млн. т.
2. Проектный коэффициент извлечения нефти, единиц.
3. Коэффициент использования ПНГ, %.
4. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти (проницаемость менее 2 мД) от находящихся на государственном балансе на 1 января 2012 г., введенная в разработку до 2020 года, %.
5. Средняя глубина переработки нефти на российских НПЗ, %.
6. Доля моторных топлив экологического класса 5 в общем объеме производства, %.
7. Коэффициент загруженности нефтепроводов (с учетом транзита), %.
8. Коэффициент загруженности нефтепродуктопроводов, %.
9. Мощность нефтепроводов по ключевым экспортным направлениям, млн. т в год |
| Этапы и сроки реализации подпрограммы | - Подпрограмма "Развитие нефтяной отрасли" реализуется в 2013 - 2020 годы в один этап |
| Объемы бюджетных ассигнований подпрограммы | - Объем ресурсного обеспечения реализации подпрограммы из средств федерального бюджета по годам составит: |

2013 год -0,00 тыс. рублей;
2014 год -0,00 тыс. рублей;
2015 год -0,00 тыс. рублей;
2016 год -0,00 тыс. рублей;
2017 год -0,00 тыс. рублей;
2018 год -0,00 тыс. рублей;
2019 год -0,00 тыс. рублей;
2020 год -0,00 тыс. рублей

- Ожидаемые результаты реализации подпрограммы -
1. Стабилизация ежегодной добычи нефти и конденсата в период до 2020 года на уровне не менее 510 млн. т.
 2. Достижение к 2020 году **проектного** коэффициента извлечения нефти 0,47.
 3. Увеличение полезного использования ПНГ и достижение **уровня рационального** использования до 95% к 2014 году и далее до 2020 года.
 4. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти (проницаемость менее 2 мД) от находящихся на государственном балансе на 1 января 2012 года, введенная в разработку до 2020 года, до 11%.
 5. Увеличение средней глубины переработки нефти на уровне не ниже 85%.
 6. Рост доли моторных топлив экологического класса 5 в общем объеме производства, автобензинов - 100%, дизельных топлив - 97%.
 7. Достижение коэффициента загрузки нефтепроводов (с учетом транзита) до 81% к 2020 году.
 8. Достижение коэффициента загрузки нефтепродуктопроводов до 96% к 2020 году.
 9. Увеличение мощности нефтепроводов по ключевым экспортным направлениям до 300 млн. т в год.

Общая характеристика сферы реализации подпрограммы, формулировки основных проблем в указанной сфере и прогноз ее развития

В настоящее время добыча нефти в Российской Федерации находится на стабильном уровне, при этом необходимо отметить, что

обеспечением данного состояния, отрасль обязана вводу новых крупных месторождений в Восточной Сибири. Условия, для запуска этих месторождений были созданы новой трубопроводной инфраструктуры - газопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) и мерами налогового стимулирования, а именно обнуление НДС и применение льготной ставки экспортной пошлины.

За 2011 год добыча нефти в Российской Федерации продолжила свой рост. Суммарная добыча составила 510 млн. т, что на 4,9 млн. т больше, чем за аналогичный период 2010 года.

Географическими центрами роста нефтедобычи в Российской Федерации в 2011 году стали два региона - новые нефтедобывающие районы Восточной Сибири и Дальнего Востока и европейская часть страны (за счет применения современных методов повышения нефтеотдачи на месторождениях традиционного добывающего региона - Уральского и Приволжского федеральных округов).

В Западной Сибири, как и в 2010 году, продолжилось падение добычи, при этом темпы снижения объемов производства замедлились - с 1,5% в 2010 году до 0,8% за отчетный период. Всего по итогам 2011 года в регионе добыто 304,4 млн. т нефти, что на 2,5 млн. т меньше, чем в 2010 году.

В 2011 году отмечен максимальный за последние годы рост объемов переработки нефти на территории Российской Федерации. Так, в 2011 году переработка нефти увеличилась по сравнению с предшествующим годом на 7,7 млн. т (+3,1%), достигнув максимального после распада СССР уровня в 256,5 млн. т.

С 2004 года по 2011 год внутреннее потребление нефтепродуктов изменялось разнонаправленно. Кризис в разной степени повлиял на потребление отдельных нефтепродуктов на российском рынке, так же как и рецессия не в равной мере затронула различные сектора экономики. Кризис усугубил начавшуюся ранее тенденцию к сокращению потребления мазута. В отношении дизельного топлива кризис лишь на время приостановил развитие долгосрочной тенденции к росту спроса. При этом кризис практически не повлиял на динамику потребления автобензинов.

Реформирование экономики в постсоветский период привело к существенному снижению показателя удельного потребления нефтепродуктов на единицу ВВП России задолго до начала кризиса 2008 - 2009 гг. Об этом, в частности, свидетельствуют относительно низкие

темпы увеличения спроса на нефтепродукты в 1999 - 2011 гг. во время экономического подъема. Среднегодовой темп роста конечного потребления нефтепродуктов в этот период составил только 0,7%. При этом прирост ВВП достигал в среднем 6,9% в год. Ограниченный рост российского спроса на нефтепродукты во время экономического подъема 1999 - 2011 гг. был вызван рядом факторов: реструктуризацией экономики в пользу менее энергоемких отраслей, а также ростом эффективности энергопотребления в целом в российской экономике.

В перспективе до 2020 года на мировом энергетическом рынке будет фиксироваться рост спроса на нефть, в том числе, на европейском рынке нефти. Основную динамику мирового спроса на нефть будет определять Азиатско-Тихоокеанский регион.

В части развития конкуренции на внутреннем рынке нефти и нефтепродуктов можно отметить, что сложившийся в результате последовательной государственной политики производственный потенциал

и структура добычи, переработки и транспортировки нефти и нефтепродуктов на базе крупных конкурентоспособных нефтяных компаний с государственным участием в целом надежно обеспечивает глобальные интересы России на мировых энергетических рынках и потребности внутреннего спроса.

Внутренний рынок нефтепродуктов характеризуется сбалансированной конкурентной средой: более 28 крупных нефтеперерабатывающих заводов, 8 крупных вертикально-интегрированных компаний (далее – ВИНК), порядка 50% АЗС принадлежит независимым от ВИНК компаниям.

В этой связи политика по обеспечению конкуренции в нефтяной отрасли должна быть ориентирована на ее развитие с акцентом на повышение конкурентоспособности конечной продукции и не должна носить дискриминационный характер по отношению к действующим участникам рынка. Реализация мероприятий подпрограммы "Развитие нефтяной отрасли" направлено на обеспечение стабилизации добычи нефти в России, за счет освоения новых центров нефтедобычи, так и увеличения нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях в традиционных районах, а также углубления переработки и повышение качества выпускаемых нефтепродуктов, что в свою очередь позволит достичь основную цель подпрограммы - создание условий,

обеспечивающих максимизацию бюджетного и экономического эффектов функционирования нефтяной отрасли.

Приоритеты государственной политики в сфере реализации подпрограммы, цели, задачи и показатели (индикаторы) достижения целей и решения задач, описание основных ожидаемых конечных результатов подпрограммы, сроков и этапов реализации подпрограммы

Целями подпрограммы 3 "Развитие нефтяной отрасли" является создание условий, обеспечивающих максимизацию бюджетного и экономического эффектов функционирования отрасли.

Развитие нефтяной отрасли Российской Федерации направлено на обеспечение эффективного решения следующих задач:

эффективная разработка существующих и ввод новых месторождений;

модернизация и диверсификация существующей системы транспорта нефти и нефтепродуктов и строительство новых магистральных трубопроводов;

повышение глубины нефтеперерабатывающей промышленности и увеличение выпуска топлива, соответствующего техническим регламентам;

повышение эффективности рационального использования попутного нефтяного газа.

В качестве ключевых индикаторов, характеризующих достижение поставленных целей и решение задач подпрограммы, используются следующие показатели:

1. Добыча нефти и конденсата, млн. т.
2. Общеотраслевой коэффициент извлечения нефти, единиц.
3. Коэффициент использования ПНГ, % - рассчитывается как 100%-
% доля сжигаемого ПНГ.
4. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти (проницаемость менее 2 мД) от находящихся на государственном балансе на 1 января 2012 г., введенная в разработку до 2020 года.
5. Средняя глубина переработки нефти на российских НПЗ, %.
6. Доля моторных топлив экологического класса 5 в общем объеме производства, %.
7. Коэффициент загруженности нефтепроводов (с учетом транзита), %.
8. Коэффициент загруженности нефтепродуктопроводов, %.

9. Мощность нефтепроводов по ключевым экспортным направлениям, млн. т в год.

Сведения о показателях (индикаторах) подпрограммы представлены в таблице 1.

Подпрограмма 3 "Развитие нефтяной отрасли" реализуется в 2012 - 2020 годы.

Основными конечными результатами реализации подпрограммы являются:

1. Стабилизация ежегодной добычи нефти и конденсата в период до 2020 года - не ниже 510 млн. т.

2. Достижение к 2020 году коэффициента извлечения нефти - 0,47.

3. Увеличение полезного использования ПНГ и достижение его уровня рационального использования до 95% к 2014 году.

4. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти (проницаемость менее 2 мД) от находящихся на государственном балансе на 1 января 2012 года, введенная в разработку до 2020 года до 11%.

5. Увеличение средней глубины переработки нефти на уровне не ниже 85%.

6. Рост доли моторных топлив экологического класса 5 в общем объеме производства, автобензинов - 100%, дизельных топлив - 97%.

7. Достижение коэффициента загрузки нефтепроводов (с учетом транзита), 82% к 2020 году.

8. Достижение коэффициента загрузки нефтепродуктопроводов, 96% к 2020 году.

9. Увеличение мощности нефтепроводов по ключевым экспортным направлениям до 300 млн. т в год.

Характеристика основных мероприятий подпрограммы

В рамках подпрограммы выделяются следующие основные мероприятия:

Основное мероприятие 3.1. Обеспечение уровней добычи нефти на месторождениях, находящихся в стадии эксплуатации и развитие новых центров нефтедобычи.

В рамках данного мероприятия предполагается выполнение работ, направленных на вовлечение запасов, нерентабельных при текущем уровне налогообложения, разрабатываемых месторождений, и ввод в разработку месторождений в новых регионах с суровыми природно-климатическими

условиями и отсутствием инфраструктуры, в том числе путем развития транспортной инфраструктуры.

Реализация мероприятия подразумевает стимулирование организаций, добывающих углеводороды на морских месторождениях (шельфовых проектов). Так, основными положениями распоряжения Правительства Российской Федерации от 12 апреля 2012 г. № 443-р предусматривается: установление дифференцированных адвалорных ставок НДС для регионов в соответствии с категориями сложности; обнуление экспортной пошлины для шельфовых проектов; применение установленной действующим законодательством ставки налога на прибыль в размере 20%; гарантирование режима фискальной стабильности в соответствии с категориями сложности проектов; ускоренная амортизация; отмена НДС на ввозимое технологическое оборудование; обнуление налога на имущество.

Также предусмотрено стимулирование реализации новых инвестиционных проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти в рамках реализации распоряжения Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 г. № 700-р.

Вместе с тем, в целях совершенствования механизма установления ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, Минэнерго России разработан проект федерального закона "О внесении изменений в Закон Российской Федерации "О таможенном тарифе", предусматривающий введение нового порядка установления ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, сохранив при этом действующие размеры предельной ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, рассчитанные на основе мониторинга цен на нефть сырую марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья.

Кроме того, планируется осуществить ввод в разработку новых крупных проектов:

проект "Приразломное нефтяное месторождение" на континентальном шельфе Печорского моря российского сектора Арктики;

Наульское месторождение (ОАО "НК "Роснефть", ожидаемый ввод в промышленную разработку - 2014 году, запасы категорий ABC1+C2 - 51,2 млн. т.);

месторождение имени Филановского (ОАО "ЛУКОЙЛ", ожидаемый ввод в промышленную разработку - 2014 году, запасы категорий ABC1+C2 - 168,8 млн. т.);

месторождения Требса и Титова (ОАО "АНК "Башнефть", ожидаемый ввод в промышленную разработку - 2015 году, запасы категорий АВС1+С2 - 140,1 млн. т.);

месторождение Русское (ОАО "ТНК-ВР Менеджмент", ожидаемый ввод в промышленную разработку - 2015 году, запасы категорий АВС1+С2 - 407,8 млн. т.).

Строительство транспортной инфраструктуры.

Планируется завершение строительства нефтепровода Заполярье-Пурпе в рамках реализации Программы комплексного освоения месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края.

Завершение строительства второго этапа крупнейшего инфраструктурного проекта в области транспортировки нефти трубопроводной системы "Восточная Сибирь - Тихий океан".

Строительство нефтепровода "ЮТМ - Куюмба - ВСТО".

Основное мероприятие 3.2. Строительство, модернизация, реконструкция и эксплуатация трубопроводных систем с оптимальными параметрами транспорта нефти и нефтепродуктов и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок.

В рамках данного мероприятия предполагается выполнение работ, направленных на: строительство и расширение пропускной способности нефтепроводов для обеспечения приема в систему нефти новых месторождений; строительство и расширение пропускной способности нефтепроводов для обеспечения увеличения поставки нефти на НПЗ; расширение пропускной способности нефтепроводов для обеспечения перераспределения объемов для подачи нефти на НПЗ из магистральных нефтепроводов.

Для обеспечения роста объемов перекачки нефти по трубопроводной системе "Восточная Сибирь-Тихий океан" ведется реализация проекта нефтепровода "Заполярье-Пурпе-Самотлор", что позволит транспортировать нефть Ванкорского месторождения, новых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края на НПЗ России и на экспорт.

Для обеспечения транспортировки нефти, добытой нефтяными компаниями на Куюмбинском и Юрубчено-Тохомском месторождениях реализуется проект строительства магистрального нефтепровода Куюмба - Тайшет.

Планируется подключение к системе магистральных трубопроводов Хабаровского и комсомольского НПЗ, а также Восточной нефтехимической компании.

Реализация проектов строительства нефтепродуктопроводов будет рассматриваться синхронно с мониторингом фактической реализации планов нефтяных компаний по модернизации существующих НПЗ, с учетом потребностей крупных центров потребления в нефтепродуктах (с разбивкой по типам продукта, способа его поставки, стоимости транспортировки, прогноза потребления), данных по объемам производства нефтепродуктов с разделением на типы по каждому из нефтеперерабатывающих предприятий в рамках реализации мониторинга Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2020 года.

Основное мероприятие 3.3. Строительство, модернизация, реконструкция нефтеперерабатывающих предприятий.

В рамках данного мероприятия предполагается выполнение работ, направленных на строительство, модернизацию и реконструкцию нефтеперерабатывающих предприятий в целях: увеличения глубины переработки нефти на предприятиях; улучшения качества моторных топлив; повышения экологической безопасности нефтеперерабатывающих производств, развития и внедрение новых технологий переработки тяжелых нефтяных остатков, получения сырья для нефтехимии. Планируется развитие инженерных и пилотных центров открытых технологий, создание и внедрение в нефтепереработке наноматериалов нового поколения и нанотехнологий (покрытия, катализаторы, реагенты, присадки, добавки, наноструктурные материалы и др.)

По результатам осуществления реконструкции действующих и строительству новых мощностей по переработке нефти планируется значительно увеличить показатель "глубина переработки нефти", который к 2020 году увеличится с 70,2% до 95%, что будет соответствовать показателям, установленным в Генеральной схеме развития нефтяной отрасли на период до 2020 года. Проводимая модернизация нефтеперерабатывающих мощностей также позволит осуществлять выработку экологически чистых моторных топлив (экологического класса не ниже 5) не позднее, чем с 2016, что позволит выровнять требования к моторному топливу в России и других странах ВТО. Таким образом, формирующийся к 2020 году профиль нефтеперерабатывающей отрасли, позволит обеспечить насыщение внутреннего рынка нефтепродуктами соответствующими всем международным экологическим стандартам.

Основное мероприятие 3.4. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа.

В рамках данного мероприятия предполагается реализация целевых инвестиционных газовых программ нефтегазовых компаний в части строительства инфраструктурных объектов, направленных на эффективное использование ПНГ, а также модернизация и реконструкция (расширение) существующих мощностей по эффективному использованию ПНГ.

Кроме того, в рамках реализации указанного мероприятия предполагается исполнение нефтегазовыми компаниями постановления Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148 "Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа".

К основным, крупным проектам, реализация которых существенно повлияет на общепромышленный коэффициент использования ПНГ, в период до 2014 года можно отнести следующие.

Ввод в эксплуатацию комплекса объектов закачки попутного (нефтяного) газа в пласт на Ванкорском месторождении ЗАО "Ванкорнефть". Суммарные инвестиции в реализацию проекта - 49,3 млрд. рублей в период 2011 - 2013 гг. При этом уровень эффективного использования ПНГ вырастет с 1,1% до 95% после запуска проекта.

Запуск проекта по эффективному использованию попутного (нефтяного) газа по Приобскому месторождению ООО "РН-Юганскнефтегаз". Суммарные инвестиции в реализацию проекта - 31,0 млрд. рублей в период 2006-2013 гг. При этом уровень эффективного использования ПНГ вырастет с 1,4% до 95% после запуска проекта.

Запуск проекта эффективного использования попутного (нефтяного) газа по Харампурскому месторождению ООО "РН-Пурнефтегаз". Суммарные инвестиции в реализацию проекта - 15,4 млрд. рублей в период 2008-2013 гг. При этом уровень эффективного использования ПНГ вырастет с 4% до 95% после запуска проекта.

Ввод в эксплуатацию "Комплекса по переработке попутного нефтяного газа на Салымской и Шапшинской группах месторождений". Суммарные инвестиции - свыше 10 млрд. рублей в период 2008-2012 гг. При этом уровень эффективного использования ПНГ вырос с 20% до 95% после запуска проекта.

Предполагается разработка методов эффективной утилизации ПНГ на отдельных месторождениях, в том числе и за счет реализации проектов

«газ в жидкость», а также проектов по нефтехимическому использованию ПНГ. Реализация в полном объеме целевых инвестиционных газовых программ нефтегазовых компаний, в том числе перечисленных крупных объектов позволит достичь уровня эффективного использования ПНГ 95% в 2014 году в целом по Российской Федерации.

Основное мероприятие 3.5. Проведение технологического перевооружения за счет внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, направленных на оптимизацию процессов добычи с учетом внедрения технологий локализации и выработки остаточных запасов.

В рамках данного мероприятия предполагается внедрение либо замещение устаревшего технологического оборудования на новое энергоэффективное и энергосберегающее, использование которого позволит оптимизировать процессы добычи нефти на уже разрабатываемых месторождениях.

Реализация мероприятия подразумевает разработку стратегии локализации производства оборудования и развития нефтесервисного сектора в рамках реализации распоряжений Правительства Российской Федерации от 12 апреля 2012 г. № 443-р и от 3 мая 2012 г. № 700-р.

Также планируется реализация нефтегазовыми компаниями на постоянной основе целевых программ повышения энергоэффективности и ресурсосбережения, направленных на снижение удельных капитальных и операционных затрат.

Кроме того важным направлением, обеспечивающим развитие нефтяной отрасли, является развитие конкуренции на внутреннем рынке нефти и нефтепродуктов.

В рамках данного направления в качестве первоочередных мер Минэнерго России считает целесообразным:

– повышение доступности услуг субъектов естественных монополий по транспортировке нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам в Российской Федерации в части создания условий деятельности для независимых субъектов рынка нефтепродуктов. В рамках указанного направления предполагается предупреждение создания условий, которые ставят одних потребителей в неравные условия с другими потребителями товаров и услуг субъектов естественных монополий, в том числе определяющие невозможность заключения хозяйствующими субъектами, являющимися участниками рынка

нефтепродуктов, договоров с ОАО «АК «Транснефть» на оказание услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам и, как следствие невозможность их поставки независимым хозяйствующим субъектам.

– развитие биржевой торговли нефтепродуктами в Российской Федерации.

За период с января по апрель т.г. с использованием биржевых технологий реализовано *3 163,09 тыс. тонн* нефтепродуктов (без учета авиакеросина) (*рост на 2,5% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года*), в том числе на Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой Бирже (СПБМТСБ) – 2 883,36 тыс. тонн; на Московской международной товарно-энергетической бирже (ММТБ) – 119,9 тыс. тонн; на Бирже «Санкт-Петербург» – 159,83 тыс. тонн. Доля биржевых продаж нефтепродуктов за указанный период составила 12,3 % от общего объема их поставок на внутренний рынок (25 735,1 тыс. тонн без учета авиакеросина) (*рост на 2,5% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года*) и 5,3 % от суммарного объема производства основных нефтепродуктов (59 723,4 тыс. тонн без учета авиакеросина) (аналогично уровню соответствующего периода прошлого года).

Справочно:

За 2012 г. с использованием биржевых технологий реализовано 9 253,94 тыс. тонн нефтепродуктов (без учета авиакеросина). Доля биржевых продаж нефтепродуктов составила 11,4 % от общего объема их поставок на внутренний рынок (80 789,9 тыс. тонн без учета авиакеросина) и 5,2 % от суммарного объема производства основных нефтепродуктов (176 773,2 тыс. тонн без учета авиакеросина) за рассматриваемый период.

В целях развития биржевой торговли нефтепродуктами были реализованы следующие меры:

– принято постановление Правительства Российской Федерации «Об утверждении критериев регулярности и равномерности реализации товара на бирже для отдельных товарных рынков, на которых обращаются нефть и (или) нефтепродукты» (постановление от 12 октября 2012 г. № 1035);

– Минэнерго России и ФАС России подписан совместный приказ «Об утверждении минимальной величины продаваемых на бирже нефтепродуктов и требований к биржевым торгам, в ходе которых заключаются сделки с нефтепродуктами хозяйствующим субъектом,

занимающим доминирующее положение на соответствующих товарных рынках».

Указанные документы создают условия для формирования устойчивой ликвидности биржевых торгов нефтепродуктами и повышают прозрачность ценообразования.

– формирование объективных индикаторов цен на базе биржевых и внебиржевых сделок.

Одним из ключевых направлений по развитию конкуренции является создание нормативно-правовой базы для формирования и использования индикаторов внебиржевых сделок, что позволит не только повысить прозрачность рынка, но и обеспечить совершенствование практики применения антимонопольного законодательства.

Указанные мероприятия планируется осуществлять в рамках создания, развития и внедрения инновационных технологий. В представленной ниже таблице имеются сведения о мероприятиях подпрограммы, их эффектах и результатах, инновационных и технологических направлениях, развиваемых в рамках выполнения мероприятий подпрограммы, инновационных технологий по указанным направлениям.

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
Обеспечение уровней добычи нефти на месторождениях, находящихся в стадии эксплуатации и развитие новых центров нефтедобычи	Вовлечение запасов, нерентабельных при текущем уровне налогообложения, разрабатываемых месторождений, и ввод в разработку месторождений в новых регионах с суровыми природно-климатическими условиями и	Развитие шельфовых технологий Повышение КИН	Буровые платформы ледового класса Технологии подледного бурения Новые отечественные полимерные материалы для применения на ранней стадии

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
	отсутствием инфраструктуры (в том числе добыча на шельфе)		разработки нефтяных месторождений
Строительство, модернизация, реконструкция и эксплуатация трубопроводных систем с оптимальными параметрами транспорта нефти и нефтепродуктов и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок	Строительство и расширение пропускной способности нефтепроводов для обеспечения приема в систему нефти новых месторождений, обеспечения увеличения поставки нефти на НПЗ, обеспечения перераспределения объемов для подачи нефти на НПЗ из магистральных нефтепроводов	Новые технологии строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов	Отечественное оборудование, технологии и материалы для строительства и эксплуатации магистральных трубопроводных систем в тяжелых природно-климатических условиях
Строительство, модернизация, реконструкция нефтеперерабатывающих предприятий	Повышение глубины переработки нефти с 70,2% до 95%	Технологии глубокой переработки нефти	Деструктивные процессы и все виды крекингов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование, висбрекинг)
Повышение	Строительство и	Технологии	Технологии

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
<p>эффективности использования попутного нефтяного газа</p>	<p>модернизация инфраструктурных объектов, направленных на эффективное использование ПНГ</p>	<p>использования ПНГ</p>	<p>переработки ПНГ в продукты нефтехимии Технологии использования ПНГ для выработки электроэнергии и тепла</p>
<p>Проведение технологического перевооружения за счет внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, направленных на оптимизацию процессов добычи с учетом внедрения технологий локализации и выработки остаточных запасов</p>	<p>Внедрение либо замещение устаревшего технологического оборудования на новое энергоэффективное и энергосберегающее</p>	<p>Энергоэффективные и энергосберегающие технологии</p>	<p>Технологии, обеспечивающие эффективное освоение месторождений в мало- и низкопроницаемых коллекторах, нетрадиционных видов углеводородного сырья - тяжелой (высоковязкой) нефти, природных битумов, горючих сланцев Технологии, обеспечивающие эффективное</p>

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
			освоение остаточных запасов нефти
<p>Планируется осуществление финансирования мероприятий по развитию указанных в таблице инновационных технологий за счет внебюджетных источников, основной из которых – средства, направляемые на реализацию программ инновационного развития компаний нефтяного сектора с государственным участием: ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «АК «Транснефть», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Зарубежнефть».</p>			

Характеристика мер государственного регулирования

Меры государственного регулирования в сфере развития нефтяной отрасли включают в себя меры налогового регулирования.

При этом использование льготных налоговых инструментов в сфере реализации государственной программы не приведет к выпадающим доходам бюджетной системы, поскольку льготы по НДС при добыче углеводородного сырья и льготы по вывозным таможенным пошлинам на нефть будут применяться только в отношении тех проектов, которые не будут реализованы без мер государственной поддержки.

Подробное описание мер государственного регулирования, осуществляемых в рамках настоящей подпрограммы представлены в Таблице 3 настоящей программы.

Прогноз сводных показателей государственных заданий по этапам реализации подпрограммы

В рамках настоящей подпрограммы оказание государственных услуг не осуществляется, в связи с этим прогноз сводных показателей государственных заданий не представлен.

Характеристика основных мероприятий, реализуемых

субъектами Российской Федерации

В рамках настоящей подпрограммы мероприятия, реализуемые субъектами Российской Федерации не предусматриваются.

Информация об участии государственных корпораций, акционерных обществ с государственным участием, общественных, научных и иных организаций в реализации подпрограммы

В рамках реализации подпрограммы участвуют крупные вертикально-интегрированные нефтегазовые компании:

1. В рамках основного мероприятия 3.1. Обеспечение уровней добычи нефти на месторождениях, находящихся в стадии эксплуатации и развитие новых центров нефтедобычи: ОАО "НК "Роснефть", ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО "ТНК-ВР Менеджмент", ОАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "Газпром нефть", ОАО "Татнефть", ОАО "АНК "Башнефть", ОАО НК "РуссНефть", ОАО "Газпром", ОАО "НГК "Славнефть".

2. В рамках основного мероприятия 3.2. Строительство, модернизация, реконструкция и эксплуатация трубопроводных систем с оптимальными параметрами транспорта нефти и нефтепродуктов и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок: ОАО "АК "Транснефть".

3. В рамках основного мероприятия 3.3. Строительство, модернизация, реконструкция нефтеперерабатывающих предприятий: ОАО "НК "Роснефть", ОАО "Газпром нефть", ОАО "Газпром", а также научно-исследовательские и проектные институты: ОАО "ВНИПИнефть", ОАО "ВНИИ НП" и др.

Основными направлениями деятельности указанных выше компаний, в рамках подпрограммы 3 являются: использование новейших научных достижений в сфере добычи, транспортировки нефти, а также нефтепереработки; строительство новых и реконструкция действующих производств вторичной переработки нефти; оптимизация работы нефтеперерабатывающей промышленности.

4. В рамках основного мероприятия 3.4. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа: ОАО "НК "Роснефть", ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО "ТНК-ВР Менеджмент", ОАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "Газпром нефть", ОАО "Татнефть", ОАО "АНК "Башнефть", ОАО НК "РуссНефть", ОАО "Газпром", ОАО "НГК "Славнефть", а также прочие нефтегазовые компании.

5. В рамках основного мероприятия 3.5. Проведение технологического перевооружения за счет внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, направленных на оптимизацию процессов добычи с учетом внедрения технологий локализации и выработки остаточных запасов ОАО "НК "Роснефть", ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО "ТНК-ВР Менеджмент", ОАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "Газпром нефть", ОАО "Татнефть", ОАО "АНК "Башнефть", ОАО НК "РуссНефть", ОАО "Газпром", ОАО "НГК "Славнефть".

Обоснование объема финансовых ресурсов, необходимых для реализации подпрограммы

Объем финансовых ресурсов на 2013 - 2020 годы, необходимый для реализации Подпрограммы 3 "Развитие нефтяной отрасли" составляет 6 214 500 000,00 тыс. рублей (таблица 7)

В том числе:

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 6 214 500 000,00 тыс. рублей

Указанные расходы подлежат ежегодному уточнению в рамках бюджетного цикла.

Анализ рисков при реализации подпрограммы и описание мер управления рисками при реализации подпрограммы

Основными рисками подпрограммы являются замедление сроков модернизации нефтеперерабатывающих производств, снижение эффективности работы нефтеперерабатывающей промышленности в связи с кризисными явлениями в мировой экономике.

В качестве мер управления рисками по выполнению программ по модернизации производства принята система заключений четырехсторонних соглашений между нефтяными компаниями, ФАС России, Росстандартом и Ростехнадзором, которая носит обязывающий характер и утверждается на корпоративном уровне. Соглашением предусматривается выполнение нефтяными компаниями планов по модернизации предприятий и объемов выработки нефтепродуктов по экологическим классам.

Оценка эффективности реализации подпрограммы

Оценка эффективности государственной программы основывается на методике программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" и осуществляется по следующим направлениям:

степень достижения целевых показателей подпрограммы;

степень реализации мероприятий (достижения ожидаемых непосредственных результатов их реализации).

Исходными данными для проведения оценки являются сведения, представленные в таблицах 1 и 2 настоящей программы.

Подпрограмма 4. Развитие газовой отрасли

Подпрограмма обеспечивает решение следующих задач государственной программы:

задача 2. Совершенствование добычи, транспортировки и повышение глубины переработки углеводородного сырья;

задача 4. Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса.

Основные мероприятия подпрограммы:

4.1. Проведение технологического перевооружения за счет внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, направленных на оптимизацию процессов добычи с учетом внедрения технологий локализации и выработки остаточных запасов.

4.2. Реализация комплекса мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа и подземного хранения газа (ПХГ).

4.3. Реализация проектов по строительству новых транспортных мощностей, развитие которых определяется с учетом планов по освоению новых газодобывающих регионов, формирования новых экспортных направлений поставок газа, расширению региональных ГТС для обеспечения поставок газа потребителям всех уровней, в том числе смежных отраслей энергетического сектора страны, поддержания технического состояния производственных объектов, повышения надежности, промышленной и экологической безопасности транспортировки газа, энергетической безопасности страны, а также повышения экономической эффективности транспортировки газа, включая энергосбережение и использование инновационных технологий.

4.4. Расширение действующих ПХГ, строительство новых ПХГ в увязке с развитием Единой системы газоснабжения (ЕСГ), оптимизация режимов работы ПХГ и магистрального транспорта газа.

4.5. Создание системы сбыта сжиженного природного газа (СПГ), включая строительство танкерного флота, обеспечение доступа к мощностям по регазификации и реализации газа на рынках конечных потребителей СПГ.

4.6. Разработка и внедрение новых отечественных технологий производства СПГ с целью снижения их капиталоемкости и повышения конкурентоспособности новых мощностей.

П А С П О Р Т

подпрограммы

Ответственный исполнитель подпрограммы	- Минэнерго России
Соисполнители подпрограммы	- нет
Участники подпрограммы	- нет
Программно-целевые инструменты подпрограммы	- В сфере реализации подпрограммы не применяются федеральные целевые программы и ведомственные целевые программы, подпрограмма состоит из основных мероприятий
Цели подпрограммы	- Создание глобально-конкурентоспособной газовой отрасли для максимизации природной ренты для государства и эффективного обеспечения газом потребностей внутреннего рынка и выполнение обязательств по межправительственным соглашениям и заключенным контрактам на поставки природного газа в зарубежные страны
Задачи подпрограммы	- 1. Рациональное использование ресурсного потенциала страны.

2. Эффективная разработка существующих газовых месторождений.
3. Ввод в разработку новых месторождений.
4. Модернизация и расширение газотранспортной системы, объектов ПХГ Единой системы газоснабжения.
5. Расширение действующих и строительство новых мощностей по производству СПГ, включая диверсификацию поставок и увеличение рынка сбыта СПГ.
6. Создание условий для выхода на новые технологические рубежи добычи газа

Целевые индикаторы и показатели подпрограммы	<ul style="list-style-type: none"> - 1. Добыча газа, млрд. м³. 2. Эффективное использование эксплуатационного фонда, %. 3. Ввод новых месторождений в разработку, единиц. 4. Реконструкция линейной части газопроводов, км. 5. Ввод новых участков линейной части газопровода, км. 6. Прирост активной емкости ПХГ, млрд. м³. 7. Доля объема экспорта СПГ в общем объеме экспорта газа, %. 8. Ввод новых заводов по производству СПГ, единиц
Этапы и сроки реализации подпрограммы	<ul style="list-style-type: none"> - Подпрограмма "Развитие газовой отрасли" реализуется в 2013 - 2020 годы в один этап
Объемы бюджетных ассигнований подпрограммы	<ul style="list-style-type: none"> - Объем ресурсного обеспечения реализации подпрограммы из средств федерального бюджета по годам составит: 2013 год -0,00 тыс. рублей; 2014 год -0,00 тыс. рублей; 2015 год -0,00 тыс. рублей; 2016 год -0,00 тыс. рублей; 2017 год -0,00 тыс. рублей; 2018 год -0,00 тыс. рублей; 2019 год -0,00 тыс. рублей; 2020 год -0,00 тыс. рублей

Ожидаемые результаты реализации подпрограммы

1. Обеспечение необходимой ресурсной базы для покрытия потребности в газе (к 2020 году добыча газа - 826 млрд. куб. м).
2. Сохранение процента действующих скважин от эксплуатационного фонда на уровне 92%.
3. Ввод в действие к 2020 году 6 новых месторождений.
4. Увеличение объемов реконструкции линейной части газопроводов за период с 2013 года по 2020 год на 11656 - 12653 км.
5. Увеличение протяженности линейной части газопроводов за счет ввода новых участков за период с 2013 года по 2020 год на 3967 - 8271 км.
6. Увеличение прироста активной емкости ПХГ к 2020 году на 18,4 млрд. м³.
7. Увеличение доли объема экспорта СПГ в общем объеме экспорта газа к 2020 году и достижения уровня - 10,2%.
8. Ввод к 2020 году 3 новых заводов по производству СПГ с суммарной производительностью СПГ порядка 35 млн. т в год.

Общая характеристика сферы реализации подпрограммы, формулировки основных проблем в указанной сфере и прогноз ее развития

Газовая отрасль является одной из ключевых отраслей экономики России. Так, вклад газовой отрасли в формирование ВВП страны составляет около 10%, на ее долю приходится около 20% в поступлениях валютной выручки государства, а также не менее 13% доходов федерального бюджета. Обеспечение устойчивого функционирования и развития отрасли является основой для дальнейшего роста экономики страны в соответствии с Генеральной схемой развития газовой отрасли на период до 2030 года (далее - Генсхема), одобренной на заседании Правительственной комиссии по вопросам развития топливно-энергетического комплекса, воспроизводства минерально-сырьевой базы и повышения энергетической эффективности экономики (протокол от

15 апреля 2011 г. № 1) и утвержденной приказом Минэнерго России от 6 июня 2011 г. № 213.

Темпы развития газовой отрасли во многом зависят не только от динамики развития внутреннего рынка, но и, конечно, от ситуации, складывающейся на внешних рынках. Принимая во внимание падение собственной добычи и рост потребления газа в Европе, а также прогноз высоких темпов роста рынков стран АТР, в особенности Китая, перспективы российского экспорта в первую очередь будут связаны с перспективным рынком Азиатско-Тихоокеанского региона и зрелым рынком Европы. Прогноз экспортных поставок газа предусматривает увеличение объемов с 148 млрд. куб. м в 2009 году до 244 млрд. куб. м в 2020 году, из которых трубопроводным транспортом будет поставлено в Европу около 145 млрд. куб. м, и около 40-45 млрд. куб. м в виде СПГ на рынки Америки, Европы и АТР.

С целью обеспечения гарантированных поставок газа в страны Европейского союза и выхода на новые перспективные рынки (в особенности АТР) предусматривается диверсификация маршрутов и способов доставки российского газа. При этом в зависимости от ожидаемого спроса на внешних рынках к 2020 году планируется рост экспорта газа до уровня 380 - 438 млрд. куб. м. (с учетом поставок в страны Балтии и СНГ). Для диверсификации поставок российского природного газа и выхода на новые рынки предусматривается строительство трубопроводной системы и инфраструктуры для поставок газа в Китай (газопровод "Алтай") в объеме до 30 млрд. куб. м газа в год от месторождений Западной Сибири и восточный коридор - для организации поставок газа в объеме до 38 млрд. куб. м газа в год.

В соответствии с Генсхемой развития газовой отрасли на период до 2030 года перспективы развития экспорта российского СПГ связаны с планами по строительству заводов по сжижению газа в рамках проектов освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения, Южно-Тамбейского месторождения полуострова Ямал, а также проектов освоения месторождений на востоке страны. Так в настоящее время ОАО "Газпром" ведется работа по обоснованию инвестиций строительства завода в районе г. Владивостока.

Развитие производства и экспорта СПГ обеспечит диверсификацию поставок российского газа на удаленные рынки сбыта, а также позволит повысить системную надежность поставок и обеспечить их гибкость за счет комбинации трубопроводных поставок природного газа и СПГ.

В настоящий момент предусмотрено развитие новых центров газодобычи на основе расположения базовых газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, а именно:

месторождения полуострова Ямал;

Штокмановское месторождение;

месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Реализация основных мероприятий подпрограммы, обеспечит решение следующих задач стоящих перед отраслью:

географическая диверсификация поставок российского газа путем создания новых транспортных коридоров на рынки АТР и развития СПГ проектов;

доведение затрат на производство и доставку газа на традиционные и потенциальные рынки до уровня конкурентной цены в первую очередь за счет улучшения показателей транспортировки и логистики поставок;

гибкий подход к формированию ценовой политики на экспортных рынках и выход на конечных покупателей;

создание продукции с повышенной добавочной стоимостью путем увеличения объемов и глубины переработки в газохимии;

пропаганда газового топлива как наиболее экономически и экологически эффективного для энергогенерации и транспорта, с активным использованием платформы форума стран - экспортеров газа (далее - ФСЭГ).

Следует также отметить, что если в 2012 году объем добычи газа в Российской Федерации составил 652,55 млрд. куб. м, в 2013 году оценивается на уровне 679 млрд. куб. м (104,5% к уровню 2012 года) с последующим ростом к 2020 году.

В связи с прогнозируемым увеличением доли природного газа в топливно-энергетическом балансе России, а также доли независимых производителей газа приоритетное значение для газовой отрасли приобретает проблема развития конкуренции внутреннего рынка.

Внутренняя экономическая политика в отношении газовой отрасли характеризуется, во-первых, ростом цен на газ. Во-вторых, постепенным снижением доли ОАО «Газпром» в газоснабжении экономики страны.

В настоящее время можно выделить следующие основные проблемы в сфере конкуренции на рынках газа.

1. Низкая рентабельность поставок газа на внутренний рынок.

На внутреннем рынке газа (где реализуют газ все его производители) поддерживается заниженный по сравнению с европейским рынком газа уровень оптовых цен. Во многом это является результатом применения практики "замораживания" (1996–1999 годы) и последующего достаточно жесткого ограничения цен ОАО «Газпром» со стороны регулирующих органов. В результате рентабельность поставок газа на внутренний рынок гораздо ниже, чем поставка на экспорт.

Высокая доля ОАО «Газпром» – основного поставщика газа на внутренний рынок по регулируемым ценам – оказывает «давление» на нерегулируемые цены на газ, поставляемый независимыми производителями. Спрос на «рыночный» газ формируется по остаточному принципу – потребители предпочитают добиваться покупки более дешевого газа в рамках объемов его поставок ОАО «Газпром», в результате чего преимущества реализации газа независимыми производителями достаточно условны: им разрешено торговать по свободным ценам, но стабильного спроса на их газ нет.

2. Ограничения по расстоянию транспортировки газа независимыми производителями.

Высокие тарифы на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам для независимых производителей газа в совокупности

с низкими ценами на газ на внутреннем рынке приводят к ограничениям по расстояниям транспортировки газа, на которых сохраняется положительная рентабельность.

3. Проблема доступа независимых производителей газа к единой системе газоснабжения.

Структура хозяйственных отношений на российском рынке газа складывается под воздействием высокой степени концентрации ресурсов газа

и газотранспортных сетей в собственности ОАО «Газпром». Компании принадлежит газотранспортная система, система диспетчерского управления объемами добычи, переработки газа и его потоками, система подземных хранилищ газа, что позволяет ей выступать в качестве гаранта надежности газоснабжения потребителей Российской Федерации и осуществлять координацию производственно-технологических и коммерческих процессов, обеспечивая работу с потребителями в рамках «одного окна».

Не входящие в ОАО «Газпром» независимые производители играют пока незначительную роль на внутреннем рынке газа в формировании баланса энергоресурсов и не несут ответственности за газоснабжение потребителей. Часть независимых производителей, являющихся собственниками региональных систем газоснабжения, осуществляют свою деятельность в локальных системах газоснабжения, обслуживающих районы, не связанные с ЕСГ, а остальные не имеют собственных газотранспортных систем и используют на основе договоров свободные мощности магистральных газопроводов, принадлежащих ОАО «Газпром».

Приоритеты государственной политики в сфере реализации подпрограммы, цели, задачи и показатели (индикаторы) достижения целей и решения задач, описание основных ожидаемых конечных результатов подпрограммы, сроков и этапов реализации подпрограммы

Основными приоритетами государственной политики в сфере реализации данной подпрограммы являются определение экономически обоснованных стратегических направлений развития газовой отрасли для обеспечения надежного газоснабжения российских потребителей и выполнения обязательств по межправительственным соглашениям и заключенным контрактам на поставки природного газа в зарубежные страны.

Развитие газовой отрасли Российской Федерации направлено на обеспечение эффективного решения следующих задач:

1. Рациональное использование ресурсного потенциала страны.
2. Эффективная разработка существующих газовых месторождений.
3. Ввод в разработку новых месторождений.
4. Модернизация и расширение газотранспортной системы, объектов ПХГ ЕСГ.
5. Расширение действующих и строительство новых мощностей по производству СПГ, включая диверсификацию поставок и увеличение рынка сбыта СПГ.
6. Создание условий для выхода на новые технологические рубежи добычи газа.

В качестве целевых индикаторов, характеризующих достижение поставленных целей и решения задач подпрограммы, используются следующие показатели:

1. Добыча газа, млрд. куб. м.
2. Эффективное использование эксплуатационного фонда, %.
3. Ввод новых месторождений в разработку до 2020 года, ед.
4. Реконструкция линейной части газопроводов, км.
5. Ввод новых участков линейной части газопровода до 2020 года, км.
6. Прирост активной емкости ПХГ до 2020 года, млрд. куб. м.
7. Доля объема экспорта СПГ в общем объеме экспорта газа до 2020 года, %.
8. Ввод новых заводов по производству СПГ, ед.

Сведения о показателях (индикаторах) подпрограммы представлены в таблице 1.

Подпрограмма 4 "Развитие газовой отрасли" реализуется в 2013 - 2020 годы.

Основными конечными результатами реализации подпрограммы являются:

обеспечение необходимой ресурсной базы для покрытия потребности в газе (к 2020 году добыча газа - 826 млрд. куб. м).

Сохранение процента действующих скважин от эксплуатационного фонда на уровне 92%.

ввод в действие к 2020 году 6 новых месторождений с суммарными извлекаемыми запасами газа категории C_1+C_2 – порядка 11 трлн. куб. м.

Увеличение объемов реконструкции линейной части газопроводов за период с 2013 года до 2020 год на 11656-12653 км.

Увеличение протяженности линейной части газопроводов за счет ввода новых участков за период с 2013 года по 2020 год на 3967-8271 км.

Увеличение прироста активной емкости ПХГ к 2020 году на 18,4 млрд. куб. м за период с 2013 года по 2020 год.

Увеличение доли объема экспорта СПГ в общем объеме экспорта газа к 2020 году и достижения уровня - 10,2%.

Ввод к 2020 году - 3 новых заводов по производству СПГ с суммарной производительностью СПГ порядка 35 млн. т в год.

Характеристика основных мероприятий подпрограммы

В рамках подпрограммы выделяются следующие основные мероприятия:

Основное мероприятие 4.1. Проведение технологического перевооружения за счет внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, направленных на оптимизацию процессов добычи с учетом внедрения технологий локализации и выработки остаточных запасов.

В рамках данного мероприятия предполагается внедрение либо замещение устаревшего технологического оборудования на новое энергоэффективное и энергосберегающее, использование которого позволит оптимизировать процессы добычи газа на уже разрабатываемых месторождениях.

Повышение энергоэффективности объектов добычи газа планируется достичь за счет проведения масштабной реконструкции действующего производства и внедрения нового оборудования и технологий, осуществляемых на основе отраслевых комплексных программ.

Реализация программ реконструкции позволит обеспечить достижение проектных уровней добычи газа в результате применения в технологических процессах энергоэффективных технологий, направленных на утилизацию газа в процессе испытания скважин, предупреждение парафино-гидратообразований путем использования специальных присадок (ингибиторов), применение перспективных газоперекачивающих агрегатов на базе новых более экономичных приводов с эффективным КПД свыше 34%.

Основное мероприятие 4.2. Реализация комплекса мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа и ПХГ.

Газотранспортная система (ГТС) Единой системы газоснабжения (ЕСГ) в настоящее время включает в себя более 162 тыс. км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов.

Созданная система подземного хранения газа, являющаяся составной частью ЕСГ, выполняет следующие функции:

- регулирование сезонной неравномерности газопотребления в Российской Федерации;

- хранение резервов газа на случай аномально холодных зим;

- регулирование неравномерности экспортных поставок газа;

- обеспечение подачи газа в случае нештатных (аварийных) ситуаций в ЕСГ;

- хранение долгосрочных резервов газа на случай форс-мажорных обстоятельств в добыче или импорте газа.

В целях обеспечения перспективных потоков газа, повышения надежности транспортировки газа, промышленной и экологической безопасности газотранспортных объектов, экономической эффективности транспортировки газа предусматривается реализация основных мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа и компрессорных станций ПХГ:

- обновление парка газоперекачивающих агрегатов;

- строительство лупингов и перемычек;

- реконструкция газораспределительных станций, газопроводов-отводов;

повышение контролируемости подачи газа по системе за счет сооружения газоизмерительных станций и пунктов замера расхода газа.

На стадии реконструкции газотранспортных объектов повышение их энергоэффективности должно обеспечиваться на основе отраслевых комплексных программ реконструкции и технического перевооружения, в рамках которых также предусматриваются:

специальные мероприятия для повышения эффективности низконапорных режимов транспорта газа, которые сложились на разгруженных газопроводах или участках газотранспортных систем;

специальные мероприятия по приведению линейной части магистральных газопроводов к требованиям действующих нормативных документов, по устранению причин снижения рабочих давлений на участках относительно проектного уровня, для проведения внутритрубной очистки и диагностики газопроводов, направленные на повышение или поддержание на проектном уровне гидравлической эффективности линейных участков.

Реализация мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа и ПХГ позволит увеличить объем реконструкции линейной части газопроводов, уменьшить технологические потери газа при транспортировке газа и количество технических отказов на газопроводах.

Основное мероприятие 4.3. Реализация проектов по строительству новых транспортных мощностей, развитие которых определяется с учетом планов по освоению новых газодобывающих регионов, формирования новых экспортных направлений поставок газа, расширению региональных ГТС для обеспечения поставок газа потребителям всех уровней, в том числе смежных отраслей энергетического сектора страны, поддержания технического состояния производственных объектов, повышения надежности, промышленной и экологической безопасности транспортировки газа, энергетической безопасности страны, а также повышения экономической эффективности транспортировки газа, включая энергосбережение и использование инновационных технологий.

В рамках данного мероприятия намечена реализация проектов по строительству новых транспортных мощностей, в том числе в новых газоносных регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока, полуострова Ямал, районы Обской и Тазовской губ.

Условия создания в вышеперечисленных районах газотранспортной системы характеризуются труднодоступностью районов, удаленностью

объектов строительства от производителей материально-технических ресурсов, неразвитостью социальной, транспортной, энергетической и рыночной инфраструктуры, большой протяженностью участков газопроводов с суровым климатом, вечной мерзлотой, болотистой и гористой местностью, сложным рельефом и высоким уровнем сейсмичности, большим количеством переходов через водные преграды.

Все вышеизложенные факторы требуют создания технологий и технических средств для строительства и эксплуатации газотранспортной системы, объектов ПХГ с оптимальными параметрами и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок, что позволит обеспечить:

транспортировку газа из нового газодобывающего региона полуострова Ямал в ЕСГ России по направлению Ухта-Грязовец-Торжок;

формирование газотранспортной системы на востоке страны, включающей магистральные газопроводы из Сахалинского центра газодобычи, магистральные газопроводы из Якутского центра газодобычи, магистральные газопроводы из Иркутского и Красноярского центров газодобычи.

Основное мероприятие 4.4. Расширение действующих ПХГ, строительство новых ПХГ в увязке с развитием ЕСГ, оптимизация режимов работы ПХГ и магистрального транспорта газа.

В рамках данного мероприятия планируется создание технологий и технических средств для строительства и эксплуатации газотранспортной системы, объектов ПХГ с оптимальными параметрами и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок.

Созданные мощности ПХГ в зоне ЕСГ достаточны для регулирования сезонной неравномерности поставок газа потребителям России и на экспорт. Основные мощности по подземному хранению газа расположены в Южном, Северо-Кавказском и Приволжском федеральных округах. Дефицит резервных мощностей в период наступления холодных зим наблюдается в Северо-Западном, Центральном и Уральском федеральных округах. В периоды резких понижений температуры воздуха производительность по отбору действующих ПХГ не достаточна для обеспечения повышенного спроса на газ. С целью обеспечения надежного газоснабжения в указанные периоды планируется создание ПХГ в отложениях каменной соли (пиковых хранилищ).

Прогноз потребности в мощностях ПХГ оценивается на основе прогнозных показателей по суточной потребности в газе в наиболее

холодные сутки января, потребности в газе, необходимой для компенсации аварийных недопоставок газа и обеспечения надежности экспортных потоков газа, и возможности газотранспортной системы. Для удовлетворения потребности рынка России в мощностях ПХГ предусматривается увеличение объема товарного газа к 2020 году до 85 млрд. куб. м, а также доведение максимальной суточной производительности до 1050 млн. куб. м за счет расширения действующих и строительства новых ПХГ, в том числе пиковых хранилищ в отложениях каменной соли.

В целях увеличения показателей по максимальной суточной производительности и объема оперативного резерва газа планируется мероприятия по расширению существующих и строительство новых объектов ПХГ:

в Центральном и Приволжском федеральных округах расширение Касимовского ПХГ, Калужского ПХГ, Удмурдского резервирующего комплекса, Степновского ПХГ (Саратовская область), строительство Беднодемьяновского ПХГ (Пензенская область), Новомосковского ПХГ (Тульская область);

в Северо-Западном федеральном округе - расширение Невского ПХГ и строительство Калининградского ПХГ;

Южный федеральный округ - строительство Волгоградского ПХГ;

в Уральском федеральном округе расширение Совхозного ПХГ (Оренбургская обл.), Канчурино-Мусинское ПХГ (Башкирия), строительство Шатровского ПХГ (Курганская область).

Таким образом, запланированные мероприятия по расширению существующих ПХГ и строительству новых позволят не только компенсировать рост потребления природного газа в Российской Федерации, но и увеличить объем резерва для сглаживания нагрузки в пиковые периоды потребления.

Основное мероприятие 4.5. Создание системы сбыта СПГ, включая строительство танкерного флота, обеспечение доступа к мощностям по регазификации и реализации газа на рынках конечных потребителей СПГ.

Рост мирового спроса на газ и удобное географическое положение российских газовых ресурсов по отношению к внешнему рынку создают условия для увеличения объемов поставок российского природного газа с месторождений шельфа северных морей, полуострова Ямал и Дальнего Востока на экспорт в виде СПГ.

Сегодня Россия располагает одним заводом СПГ на Сахалине (проект "Сахалин-2"). Доля России на мировом рынке СПГ в настоящее время с учетом его мощности составляет около 5%.

Планируется строительство завода СПГ в районе г. Владивосток. Планируемые мощности нового завода составят 10-15 млн т в год.

Поставки СПГ с полуострова Ямал планируется начать уже в 2016 году.

Реализация проектов по созданию мощностей по производству СПГ включает мероприятия по созданию технологической цепочки производства и сбыта СПГ:

газопровод, соединяющий месторождение с берегом;
завод по сжижению газа на берегу, терминал по отправке,
включающий порт, емкости для хранения СПГ, установки для загрузки судов (метановозов);

принимающий терминал и подразделение регазификации;
сбыт природного газа.

Танкеры для транспортировки газа являются ключевым звеном во всей производственно-сбытовой системе.

На базе пилотного проекта развития мощностей по производству СПГ на Ямале, предусматривающего освоение Южно-Тамбейского месторождения с производством до 16 млн. т СПГ в год планируется отработать технологические решения по разработке месторождений и вывозу продукции в условиях Крайнего севера.

Запланированы мероприятия по строительству объектов морского порта в районе пос. Сабетта на полуострове Ямал, включая создание судоходного подходного канала в Обской губе.

Возможность круглогодичных перевозок без ледокольного сопровождения в районе Карского моря ограничены. Перевозки СПГ никогда не осуществлялись в таких суровых ледовых условиях.

Для транспортировки СПГ с полуострова Ямал предусмотрены мероприятия по созданию специального танкерного флота арктических ледовых классов, позволяющих осуществлять круглогодичные поставки.

В рамках реализации пилотного проекта развития мощностей по производству СПГ на Ямале, в части проработки вопросов технических требований к судам, в настоящее время разработана спецификация на перспективное судно – газовоз, предложенной вместимостью - 170 000 м³, длиной 300 м. Следующим этапом запланированы мероприятия по строительству и испытанию газовозов ледового класса.

Географическое месторасположение Ямала дает возможность обеспечить круглогодичные поставки СПГ на рынки Европы и Северной Америки, а также прямые поставки СПГ в азиатско-тихоокеанский регион через Северный морской путь.

Реализация предусмотренных мероприятий по созданию системы сбыта СПГ позволит:

обеспечить доступ к мощностям по регазификации и реализации газа на рынках конечных потребителей СПГ;

выйти на новые рынки сбыта, такие как Северная Америка, страны АТР и др.;

повысить системную надежность поставок, а также обеспечить их гибкость за счет комбинации трубопроводных поставок газа с СПГ;

обеспечить государством использования северного морского пути, тем самым связав воедино европейские и дальневосточные судоходные маршруты.

Основное мероприятие 4.6. Разработка и внедрение новых отечественных технологий производства СПГ с целью снижения их капиталоемкости и повышения конкурентоспособности новых мощностей.

Первые в мире крупные заводы сжижения природного газа были построены по каскадному процессу, основанному на последовательном охлаждении природного газа с помощью отдельных холодильных циклов на чистых агентах, имеющих разную температуру кипения. Преимуществами такого цикла являются низкие энергетические затраты и относительная простота эксплуатации.

До настоящего времени в мире построен только один завод по сжижению природного газа, работающий в суровом арктическом климате: это Kenai LNG (Аляска), технологическая схема Optimized Cascade (лицензиар ConocoPhillips). В последние три года были запущены два завода СПГ расположенные также в северных широтах, это проект "Сахалин-2" в России и проект "Сноувит" в Норвегии.

Снижение удельной стоимости заводов СПГ в последние годы происходило в основном за счет накопления опыта организации строительства и его финансирования, а также за счет накопленного опыта производства мощных газовых турбин и компрессоров.

Поэтому наиболее правильным решением для проектов производства СПГ представляется адаптация к субарктическим условиям хорошо отработанных и зарекомендовавших себя технологических схем.

При разработке и внедрению технологии сжижения для заводов СПГ основными факторами являются:

возможность создания крупнотажных линий, с целью сокращения капитальных затрат;

применимость технологии в арктических условиях;

компактность технологического оборудования;

стоимость и энергоэффективность технологий;

условия дальнейшей эксплуатации.

Кроме того с учетом необходимости развития конкуренции на внутреннем рынке газа ключевыми направлениями развития конкуренции на рынке газа должны стать следующие направления:

1. Совершенствование ценовой политики на внутреннем рынке газа, в то числе доведение уровня внутренних оптовых цен на газ до уровня, обеспечивающего равную доходность поставок газа на внутренний и внешние рынки.

В целях повышения энергоэффективности национальной экономики и обеспечения сбалансированности спроса и предложения на рынке газа

в средне- и долгосрочной перспективах Правительством Российской Федерации принято решение о поэтапном достижении оптовыми ценами на газ, реализуемый потребителям в Российской Федерации, уровня, обеспечивающего равную доходность поставок газа на внутренний рынок и на экспорт.

С целью реализации указанного мероприятия каждый год принимаются решения о росте регулируемых оптовых цен на газ для всех категорий потребителей. Повышение общего уровня внутренних цен на природный газ повышает уровень рентабельности поставок газа на внутренний рынок

и стимулирует добычу газа независимыми производителями.

2. Создание равных условий доступа к магистральным газопроводам в Российской Федерации для организаций группы лиц ОАО «Газпром»

и независимых организаций. В рамках указанного мероприятия предполагается решение основных вопросов доступа к магистральным газопроводам, включая:

– введение существенных условий договора об оказании услуг

по транспортировке газа. Реализация указанной меры необходима для нормативного закрепления основных положений договора в целях исключения возможных случаев дискриминации независимых

от собственников магистральных газопроводов потребителей услуг по транспортировке газа путем предъявления необоснованных требований

со стороны газотранспортных организаций;

– введение определения свободной мощности магистральных газопроводов;

– создание равных условий доступа к указанным мощностям для организаций группы лиц ОАО «Газпром» и независимых организаций.

Введение данного принципа позволит увеличить долю независимых организаций и обеспечить развитие конкуренции на рынке газа, что является необходимым для развития данного рынка.

Вопросы технологического подсоединения должны рассматриваться как составная часть общих правил недискриминационного доступа к магистральным газопроводам.

3. Развитие биржевой торговли газом.

В целях создания рыночных механизмов продажи газа, определения его обоснованной стоимости, а также повышения эффективности использования данного вида энергоресурсов в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 2 сентября 2006 г. № 534

«О проведении эксперимента по реализации газа на электронной торговой площадке» принято решение о проведении эксперимента по реализации газа на электронной торговой площадке в 2006–2007 годах. В ходе эксперимента ОАО «Газпром» было разрешено реализовать до 5 млрд куб. м газа по нерегулируемым государством ценам на электронной торговой площадке (далее – ЭТП) при условии продажи независимыми производителями аналогичных объемов газа.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 10 декабря 2007 г. № 851 «О продолжении эксперимента по реализации газа на электронной торговой площадке в 2008 году» было принято решение

о продолжении указанного эксперимента в 2008 году, а также совершенствовании механизмов его проведения (до 7,5 млрд куб. м был увеличен максимально возможный объем реализации газа ОАО «Газпром»),

обществу было разрешено реализовывать на 15% больше газа, чем независимым организациям и т.д.).

Практика осуществления эксперимента по реализации газа на электронной торговой площадке по свободным ценам показала его позитивную роль в отработке системы взаимодействия субъектов рынка между собой, в том числе процедуры оперативного доступа организаций, участвующих в торгах, к газотранспортной системе ОАО «Газпром», а также прозрачность формирования ценового сигнала. Она позволила добиться существенного прогресса в интеграции технологии электронной торговли

с системой управления газоснабжением, отладить механизмы участия независимых производителей в торгах на ЭТП.

С учетом позитивной роли проведенного эксперимента в соответствии

с пунктом 6 постановления Правительства Российской Федерации от 10 декабря 2007 г. № 851 в целях перехода от проведения эксперимента

по реализации газа на электронной торговой площадке к реализации газа, добываемого ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, по не регулируемым государством ценам с использованием биржевых технологий на постоянной основе принято Постановление Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 N 323 «О реализации природного газа на товарных биржах и внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен на газ и доступа

к газотранспортной системе открытого акционерного общества «Газпром» (далее – постановление).

Постановление предусматривается возможность реализации ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами (с учетом обеспечения выполнения обязательств по ранее заключенным договорам) газа

на товарных биржах в объеме до 12,5 млрд куб. м в 2012 году, до 17,5 млрд куб. м – начиная с 2013 года. При этом в соответствии с постановлением ОАО «Газпром» разрешается реализовывать на товарных биржах газа

не более, чем независимым производителям.

Указанные мероприятия по развитию конкуренции на внутреннем рынке газа обеспечат возможность повышения уровня добычи

независимых производителей газа и повысят эффективность их присутствия на внутреннем рынке.

Перечисленные мероприятия данной подпрограммы включают в себя также элементы создания, развития и внедрения инновационных технологий. В таблице, представленной ниже, дана информация о мероприятиях подпрограммы, их эффектах и результатах, инновационных и технологических направлениях, развиваемых в рамках выполнения мероприятий подпрограммы, инновационных технологий по указанным направлениям.

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
Проведение технологического перевооружения за счет внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, направленных на оптимизацию процессов добычи с учетом внедрения технологий локализации и выработки остаточных запасов	Повышение эффективности добычи газа, достижение проектных уровней добычи	Технологии оптимизации добычи газа	Предупреждение парафиногидратообразования путем использования специальных присадок (ингибиторов) Применение перспективных газоперекачивающих агрегатов на базе новых более экономичных приводов с эффективным КПД свыше 34 %
Расширение действующих ПХГ, строительство новых ПХГ в увязке с развитием	Обновление парка газоперекачивающих агрегатов; Строительство лупингов и перемычек;	Развитие технологий передачи газа в ЕСГ и его	Новые конструкции ПХГ, новое компрессорное оборудование

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
<p>Единой системы газоснабжения (ЕСГ)</p> <p>Реализация комплекса мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа и подземного хранения газа (ПХГ)</p>	<p>реконструкция газораспределительных станций, газопроводов-отводов;</p> <p>Повышение контролируемости подачи газа по системе за счет сооружения газоизмерительных станций и пунктов замера расхода газа</p> <p>Создание технологий и технических средств для строительства и эксплуатации газотранспортной системы, объектов ПХГ с оптимальными параметрами и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок</p>	<p>подземного хранения</p>	<p>для улучшения производительности, надежности и безопасности хранилищ</p>
<p>Реализация проектов по строительству новых транспортных мощностей, развитие которых определяется с учетом планов по освоению новых газодобывающих</p>	<p>Реализация проектов по строительству новых транспортных мощностей, в том числе в новых газоносных регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока, полуострова Ямал, районы Обской и Тазовской губ</p>	<p>Развитие технологий транспорта газа</p>	<p>Отечественное оборудование, технологии и материалы для строительства и эксплуатации магистральных трубопроводных систем в тяжелых природно-</p>

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
регионов, формирования новых экспортных направлений поставок газа			климатических условиях
Разработка и внедрение новых отечественных технологий производства СПГ Создание системы сбыта СПГ, включая строительство танкерного флота, обеспечение доступа к мощностям по регазификации и реализации газа на рынках конечных потребителей СПГ	Строительство заводов по сжижению газа, танкеров-газовозов, инфраструктуры для использования СПГ	Развитие технологий СПГ	Технологии охлаждения и сжижения природного газа Технологии хранения, транспортировки, распределения и использования СПГ

Осуществление финансирования мероприятий по развитию указанных в таблице инновационных технологий планируется за счет внебюджетных источников, основной из которых – средства, направляемые на реализацию программ инновационного развития компаний газовой отрасли с государственным участием: ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть».

Характеристика мер государственного регулирования

Меры государственного регулирования в сфере развития газовой отрасли включают в себя меры налогового регулирования. Подробное описание мер государственного регулирования, осуществляемых в рамках

настоящей подпрограммы представлены в таблице 3 настоящей программы.

Прогноз сводных показателей государственных заданий по этапам реализации подпрограммы

В рамках настоящей подпрограммы оказание государственных услуг не осуществляется, в связи с этим прогноз сводных показателей государственных заданий не представлен.

Характеристика основных мероприятий, реализуемых субъектами Российской Федерации

В рамках настоящей подпрограммы мероприятия, реализуемые субъектами Российской Федерации не предусматриваются.

Информация об участии государственных корпораций, акционерных обществ с государственным участием, общественных, научных и иных организаций в реализации подпрограммы

В рамках реализации подпрограммы участвуют следующие компании:

1. В рамках основного мероприятия 4.1 ОАО "Газпром", ОАО "НОВАТЭК", ОАО "НК "Роснефть", ОАО "ЛУКОЙЛ", ТНК-ВР "Менеджмент" и др. независимые производители газа.

2. В рамках основного мероприятия 4.2 в части привлечения новых технологий: Научно-исследовательские и проектные институты Российской Федерации.

3. В рамках основного мероприятия 4.3 в части реализации реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа и ПХГ: ОАО "Газпром".

4. В рамках основного мероприятия 4.4 в части строительства новых транспортных мощностей: ОАО "Газпром".

5. В рамках основного мероприятия 4.5 в части расширения и строительства новых ПХГ: ОАО "Газпром".

6. В рамках основных мероприятий 4.6 и 4.7 в части развития производства СПГ и соответствующей инфраструктуры на территории Российской Федерации: ОАО "Газпром", ОАО "НОВАТЭК".

Обоснование объема финансовых ресурсов,
необходимых для реализации

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации Подпрограммы 4 "Развитие газовой отрасли" составляет 6 077 400 000,00 тыс. рублей (Таблица 7)

В том числе:

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 6 077 400 000,00 тыс. рублей

Указанные расходы подлежат ежегодному уточнению в рамках бюджетного цикла.

Анализ рисков при реализации подпрограммы и описание мер
управления рисками при реализации подпрограммы

В рамках реализации подпрограммы 4 можно выделить следующие риски, оказывающие влияние на достижение цели и задач подпрограммы.

1. Риск роста цен на основные материалы и ресурсы. Данный тип риска имеет значительное влияние при реализации капиталоемких проектов в сложных природно-климатических и горно-геологических условиях.

2. Риск незапланированного падения добычи на месторождениях, следствием чего будет являться недозагрузка газотранспортных мощностей.

3. Риск необеспеченности отрасли новыми технологиями и материально-техническими ресурсами, прежде всего трубами большого диаметра и газоперекачивающими агрегатами, в необходимые сроки и по приемлемым ценам.

4. Риск создания избыточных производственных мощностей также может являться результатом неподтвержденного прогноза спроса на газ. Риск отставания спроса на газ от запланированных темпов имеет более высокое значение (может привести к более серьезным последствиям), чем предыдущие риски, в связи со сложностью его прогнозирования и минимизации.

Данный риск оценивается наиболее высоко, в первую очередь, для оптимистических прогнозов развития рынков газа в России и за рубежом. Так, в случае превышения введенных мощностей над реальным спросом значительно снизится эффективность инвестиций в проекты по развитию добычи и транспорта газа, что, в свою очередь, повлечет существенное

снижение показателей эффективности всей отрасли в целом. К таким же последствиям приведут снижение экспортных цен и замедленное развитие рынка газа в России.

5. Транзитные риски связаны с несанкционированным отбором и прекращением транзита российского газа странами, по территории которых осуществляется его транспортировка.

Оценка эффективности реализации подпрограммы

Оценка эффективности государственной программы основывается на методике программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" и осуществляется по следующим направлениям:

степень достижения целевых показателей подпрограммы;
степень реализации мероприятий (достижения ожидаемых непосредственных результатов их реализации).

Исходными данными для проведения оценки являются сведения, представленные в таблицах 1 и 2 настоящей программы.

Подпрограмма 5. Реструктуризация и развитие угольной промышленности

Подпрограмма обеспечивает решение следующих задач государственной программы:

задача 1. Развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности.

задача 4. Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса.

Основные мероприятия подпрограммы:

5.1. Модернизация действующих предприятий на основе инновационных технологий.

5.2. Создание новых центров угледобычи.

5.3. Обеспечение промышленной и экологической безопасности и охраны труда.

5.4. Создание системы планомерного выбытия неэффективных мощностей.

5.5. Развитие внутреннего рынка угольной продукции.

5.6. Укрепление позиций России на мировом рынке угля.

5.7. Выполнение проектов ликвидации организаций угольной промышленности.

П А С П О Р Т

подпрограммы

Ответственный исполнитель подпрограммы	- Минэнерго России
Соисполнители подпрограммы	- нет
Участники подпрограммы	- нет
Программно-целевые инструменты подпрограммы	- В сфере реализации подпрограммы не применяются федеральные целевые программы и ведомственные целевые программы, подпрограмма состоит из основных мероприятий
Цели подпрограммы	- Стабильное обеспечение внутреннего рынка углем и продуктами его переработки и развитие экспортного потенциала
Задачи подпрограммы	- 1. Развитие производственного потенциала мощностей по добыче и переработке угля. 2. Развитие рынка угольной продукции. 3. Завершение реструктуризации угольной промышленности
Целевые индикаторы и показатели подпрограммы	- 1. Добыча угля, млн. т. 2. Удельный вес мощностей, введенных с начала реализации подпрограммы, в общем объеме мощностей по добыче угля, %. 3. Объем добычи угля в год на одного занятого в отрасли, т на чел. в год. 4. Удельный вес производственных мощностей с использованием прогрессивных технологий, %. 5. Снижение энергоемкости угольной отрасли к уровню 2010 года, %. 6. Удельный выброс загрязняющих веществ в

атмосферу на одну ту добычи, кг/т.

7. Снижение травматизма со смертельным исходом, раз.

8. Калорийный эквивалент угольной продукции для энергетики, единиц.

9. Доля экспорта в поставках угольной продукции, %.

10. Доля обогащаемого каменного энергетического угля в общем объеме его добычи, %.

11. Количество реализованных рабочих проектов ликвидации шахт, единиц

Этапы и сроки реализации подпрограммы

- Подпрограмма "Реструктуризация и развитие угольной промышленности" реализуется в 2013 - 2020 годы в один этап

Объемы бюджетных ассигнований подпрограммы

- Объем ресурсного обеспечения реализации подпрограммы из средств федерального бюджета по годам составит:
 2013 год -7 655 079,90 тыс. рублей;
 2014 год -5 505 413,50 тыс. рублей;
 2015 год -3 868 956,70 тыс. рублей;
 2016 год -7 913 652,70 тыс. рублей;
 2017 год -6 085 780,70 тыс. рублей;
 2018 год -3 673 757,00 тыс. рублей;
 2019 год -1 630 917,30 тыс. рублей;
 2020 год -1 641 917,30 тыс. рублей

Ожидаемые результаты реализации подпрограммы

- 1. Доведение объема добычи угля до 380 млн. т в год.
 2. Доведение удельного веса мощностей, введенных с начала реализации подпрограммы, в общем объеме мощностей по добыче угля до 50%.
 3. Объем добычи угля в год на одного занятого в отрасли 4500 т на чел. в год.
 4. Удельный вес производственных мощностей с использованием прогрессивных технологий 40%.
 5. Снижение энергоемкости угольной отрасли к уровню 2010 года на 30%.
 6. Доведение величины удельного выброса

загрязняющих веществ в атмосферу на одну тонну добычи до 3,2 кг/т.

7. Снижение травматизма со смертельным исходом к уровню 2010 года в 2 раза.

8. Доведение калорийного эквивалента угольной продукции для энергетики до 0,72.

9. Доведение доли экспорта в поставках угольной продукции до 42,9%.

10. Доведение доли обогащаемого каменного энергетического угля в общем объеме его добычи до 55%.

11. Реализация 108 рабочих проектов ликвидации шахт (к 2018 году).

Общая характеристика сферы реализации подпрограммы, формулировки основных проблем в указанной сфере и прогноз ее развития

Уголь - это самое быстрорастущее в мире топливо. За последние 10 лет мировое потребление угля выросло почти на 50% (потребление газа - примерно на 30%; нефти и атомной энергии - менее чем на 10%). Уголь - это один из главных энергоресурсов, способный удовлетворить основные энергетические потребности растущего населения и развивающейся мировой экономики, внести важнейший вклад в преодоление энергетической бедности и энергетического неравенства.

Угольная промышленность России представлена 85 шахтами, 126 разрезами и 56 обогатительными фабриками, консолидированными в 128 угольных компаний. Суммарная годовая мощность по добыче угля превышает 400 млн. т, по переработке - приближается к 190 млн. т.

Угольные компании интегрированы в холдинги (8 из них - угольно-металлургические) и управляющие компании. На 22 такие структуры приходится около 90% всей добычи угля в стране.

Из 85 действующих в отрасли шахт 20 введены после 2000 года. Это самые современные предприятия, оснащенные высокопроизводительной техникой, на их долю приходится 26% всей подземной добычи. Свыше 70% добычи угля подземным способом приходится на шахты среднегодовой мощностью свыше 1600 тыс. т.

Из 126 действующих разрезов за период 2000 - 2011 гг. вновь построены или реконструированы 49, на них приходится 24% от всей

добычи открытым способом. Более 70% всей добычи открытым способом приходится на разрезы среднегодовой мощностью 3000 и более тыс. т.

Конкурентные преимущества российской угольной отрасли в рамках отечественного ТЭК заключаются в наличии огромных (второе место в мире) запасов угля, которых при существующем уровне добычи хватит на 600 лет; значительного опыта использования данного энергоресурса; повышении устойчивости энергоснабжения (в том числе в кризисных ситуациях); возможностях выхода на мировой рынок; наличии существенных резервов повышения эффективности; многообразии различных видов угольной продукции; возможностях адаптации к меняющимся условиям рынка; интеграции с приоритетными направлениями инновационного развития экономики; вкладе в региональную энергетическую безопасность.

За последние 10 лет объем добычи российского угля вырос примерно на четверть, объем его экспорта - почти в 3 раза.

Прекращено дотирование угольной промышленности государством, а развитие предприятий отрасли осуществляется, в основном, за счет собственных средств и заемных финансовых ресурсов (около одной трети общего объема инвестиций).

Практически в 4 раза (в текущих ценах) вырос объем инвестиций в основной капитал угольных предприятий. Возобновился после длительного перерыва ввод новых мощностей по добыче угля, главным образом, в Кузнецком бассейне. Ведется наращивание мощностей угольных терминалов российских портов.

Существенно (примерно на 45%) увеличились объемы обогащения угля, в том числе коксующегося - на 13%, энергетического - более чем в два раза. В настоящее время обогащается 95% коксующегося и 22% энергетического угля.

Основная доля в общем объеме производства угольной продукции приходится на энергетические угли (по сумме антрацитов, каменных и бурых углей - более 80%), остальное - угли для коксования. На российские электростанции поставляются угли зольностью 18,9% и влажностью 23,8%. В то же время, на экспорт направляются угли зольностью не выше 12% и влагой не выше 11%. Угли для коксования поставляются, преимущественно, в виде концентрата (95% от всего объема поставок) на коксохимические и коксогазовые заводы и в небольших количествах в рядовом виде - на обогатительные фабрики металлургических комбинатов.

В среднем по отрасли концентрат для коксования содержит 9,3% золы, 7,3% влаги и 0,5% серы.

Продолжается реализация комплекса мер по реструктуризации угольной промышленности России. За период 1992 - 2012 гг. были закрыты 188 шахт и 15 разрезов, реализовано 1012 рабочих проектов, ликвидировано более 5000 км горных выработок, снесено 14727 тыс. куб. м зданий и сооружений, рекультивировано 5627,7 тыс. га нарушенных земель, потушено и ликвидировано 36 пожаров на породных отвалах и в подземных выработках, построено 53 водоотливных комплекса и 10 очистных сооружений шахтных вод, отремонтировано 36 объектов, пострадавших от ведения горных работ, переселено из ветхого аварийного жилья 34,4 тыс. семей, реконструировано и построено 747 объектов социнфраструктуры, в том числе 96 котельных, 141 объект водоснабжения, 79 объектов газоснабжения, 86 объектов электроснабжения, 46 объектов теплоснабжения, 39 очистных сооружений бытовых стоков, 79 объектов связи и 181 прочий объект.

В то же время существует целый ряд проблем развития отечественной угольной отрасли, не позволяющих в полной мере реализовать указанные конкурентные преимущества. В их числе:

сокращение внутреннего спроса на энергетический уголь.

С максимального уровня 1988 года потребление угля в России сократилось на электростанциях и в металлургии в 1,5 раза, в агропромышленном комплексе и ЖКХ, включая население, в 1,4 раза. В условиях стагнации внутреннего потребления только увеличение экспорта является для угольных компаний главным стимулом наращивания добычи.

Основная причина падения спроса на внутреннем рынке - межтопливная конкуренция с газом, цены которого регулируются. Цена потребления газа в Европейской части страны и Западной Сибири лишь на 10% выше цены угольного топлива (в сопоставимом исчислении). Расчеты показывают, что только при 3-х кратном превышении цены на газ возникает коммерческий интерес инвесторов к развитию угольной генерации.

Высокая доля затрат на транспортную составляющую в цене угольной продукции.

Расстояния перевозки угля от места добычи и переработки до внутренних потребителей составляют в среднем 850 км, до морских портов и сухопутных погранпереходов - 4500 км. Величина транспортной составляющей в конечной цене угля постоянно возрастает за счет

увеличения тарифов на железнодорожные перевозки угля. На внутреннем рынке она составляет 30-35%, при поставках на экспорт - более 50%.

Невостребованность повышения качества и глубокой переработки угля, получения новых видов угольной продукции.

Большинство потребителей угля на внутреннем рынке используют низкокачественные угли и отходы обогащения, которые являются проектным топливом для действующих энергоблоков и котлоагрегатов. Современная российская электроэнергетика практически не использует качественные каменные угли. Средняя калорийность используемого угольного топлива в России на 30% ниже, чем в основных углепотребляющих странах мира.

Увеличение доли подземной добычи угля, осуществляемой в неблагоприятных горно-геологических условиях.

За последние десять лет средняя глубина отработки пластов на шахтах увеличилась на 12%, составив 425 м. Доля шахт, опасных по взрывам метана, угольной пыли и горным ударам выросла до 30%, при этом удельный вес негазовых шахт сократился до 10%.

Неразвитость инфраструктуры в новых районах добычи угля и наличие "узких мест" в инфраструктуре традиционных районов добычи.

Реализация проектов по созданию новых центров угледобычи и освоению перспективных месторождений в действующих угольных бассейнах, как правило, требует значительных вложений на сооружение объектов социальной, транспортной, инженерной и иной инфраструктуры.

Затянувшийся, в связи с недостаточностью выделяемых бюджетных средств, процесс реструктуризации угольной отрасли, значительный объем дополнительной социальной нагрузки, отсутствующий в других отраслях экономики (пайковой уголь, социальные доплаты к пенсиям и др.).

Согласно Федеральному закону от 20 июня 1996 г. № 81-ФЗ "О государственном регулировании в области добычи и использования угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности" определенные категории работников угольных организаций и подразделений военизированных аварийно-спасательных частей имеют право на получение бесплатного (пайкового) угля и дополнительного пенсионного обеспечения.

Финансирование за счет средств федерального бюджета оказания услуг по предоставлению бесплатного (пайкового) угля и выплаты дополнительных (негосударственных) пенсий льготным категориям лиц за

период 1998 - 2011 гг. составило почти 8 млрд. рублей и 6,1 млрд. рублей, соответственно.

Неконкурентоспособность продукции российского угольного машиностроения и вызванная этим усиливающаяся зависимость отрасли от импорта оборудования и технологий.

Доля отечественного оборудования в закупках российских компаний не превышает 25% в количественном и 10% в стоимостном выражении. В итоге из имеющегося на шахтах добычного оборудования доля импортных механизированных крепей составляет более 40%, комбайнов очистных - 78%. Более 80% технологического автотранспорта на разрезах зарубежного производства.

Сохранение высокого уровня социальной напряженности в угледобывающих регионах, обусловленного дефицитом и низким качеством социальных услуг, а также высоким уровнем травматизма в отрасли и общим экологическим неблагополучием.

В действующих угольных бассейнах остро стоят проблемы переселения граждан из аварийного и подработанного в результате ведения горных работ жилья, реконструкции и замены объектов социальной и технической инфраструктуры. Наиболее характерными являются проблемы, связанные с необходимостью рекультивации нарушенных земель, ликвидации породных отвалов и шламоотстойников, тушения шахтных терриконов.

Низкая средняя рентабельность продаж угля, короткие сроки кредитования и высокий уровень процентных ставок по банковским кредитам препятствуют привлечению финансовых ресурсов на цели модернизации угольной промышленности и повышения безопасности работ.

Около 25% угольных компаний периодически работают в зоне отрицательной рентабельности, что вызывает приостановку реализации инвестиционных проектов. В отрасли имеются хронически убыточные предприятия, находящиеся в стадии банкротства и не имеющие средств для поддержания производства и обеспечения безопасных условий труда.

Нарастающий дефицит квалифицированных трудовых кадров.

В последние годы в угольной промышленности из-за снижения престижности шахтерской профессии ощущается острый дефицит специалистов всех уровней, средний возраст занятых в угольной отрасли увеличился с 2000 года на 10 лет и приблизился к пенсионному возрасту (свыше 45 лет).

Прогноз развития сферы реализации настоящей подпрограммы определяется ходом реализации мероприятий Долгосрочной программы развития угольной промышленности России на период до 2030 года, утвержденной Правительством Российской Федерации (распоряжение от 24 января 2012 г. № 14-р), и исполнением соответствующих правительственных решений и поручений.

Во исполнение уже выданных поручений федеральными органами исполнительной власти подготовлено и принято 5 федеральных законов, 8 постановлений Правительства Российской Федерации, 12 нормативных правовых актов федеральных органов исполнительной власти. Государственной Думой и Правительством Российской Федерации были приняты и утверждены нормативно-правовые акты, касающиеся совершенствования законодательства в сфере угольной отрасли, подготовленные федеральными органами исполнительной власти в период 2011 - 2012 гг.

В частности:

в законе о недрах установлено, что в лицензионном соглашении обязаны быть прописаны условия проведения дегазации в шахтах, угольных пластах и выработанном пространстве в целях снижения содержания взрывоопасных газов до установленных допустимых норм;

в законе о государственном регулировании в области добычи и использования угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности установлено, что работники организаций по добыче угля, осуществляющие руководство горными и взрывными работами, обязаны проходить повышение квалификации не реже чем один раз в 5 лет и, при необходимости, профессиональную переподготовку. Установлена ежемесячная надбавка к пенсии отдельным категориям работников угольной промышленности. Расширен круг лиц, имеющих право на меры социальной защиты, осуществляемые за счет средств федерального бюджета (на 8 тыс. чел.). Всего дополнительные пенсии получает около 62 тыс. человек;

закон о дополнительном социальном обеспечении отдельных категорий работников организаций угольной промышленности позволит вносить дополнительные взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации на финансовое обеспечение доплат к пенсиям работникам угольной промышленности, которые будут взиматься с базы для их начисления, без ее ограничения предельной величиной;

закон о страховых тарифах социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2012 г. и на плановый 2013 и 2014 гг. устанавливает условия выплат страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

в Трудовой кодекс Российской Федерации внесены изменения в законодательные акты, касающиеся особенностей регулирования труда работников, занятых на подземных работах;

постановлениями Правительства Российской Федерации установлены:

допустимые нормы содержания взрывоопасных газов (метана) в шахте, угольных пластах и выработанном пространстве, при превышении которых дегазация является обязательной;

перечень видов расходов, связанных с обеспечением безопасных условий и охраны труда при добыче угля, принимаемых к вычету из суммы налога на добычу полезных ископаемых;

распоряжением Правительства Российской Федерации дополнен перечень биржевых сделок, в отношении которых внебиржевые сделки, в том числе долгосрочные договоры поставки, подлежат обязательной регистрации товарной биржей.

Кроме того:

разработан проект Методических указаний по применению типовых условий долгосрочных договоров поставки угля или продукции его переработки;

разработана новая редакция Правил безопасности в угольных шахтах.

Также подлежат решению следующие вопросы, входящие в сферу реализации настоящей и ряда разрабатываемых госпрограмм:

утверждение процедуры создания недропользователями ликвидационных фондов, направленных на формирование источников финансирования работ по ликвидации, консервации горнодобывающих объектов, рекультивации земель и т.п.;

продолжение разработки (переработки) технологических и строительных требований и нормативов проектирования и строительства предприятий угольной отрасли;

создание на предприятиях угольной промышленности единой системы управления охраной труда и промышленной безопасностью;

определение достаточных источников финансирования инвестиционной программы ОАО "РЖД" до 2020 года по расшивке "узких

мест" в транспортной инфраструктуре с учетом Долгосрочной программы развития угольной промышленности России на период до 2030 года;

определение долгосрочной политики в части стоимости транспортных услуг и обеспечения своевременного предоставления грузовых вагонов для вывоза угля, возможности установления по отдельным экспортным направлениям долгосрочных железнодорожных тарифов на срок не менее 3 - 5 лет;

определение механизмов стимулирования развития внутреннего рынка угля и создания производств для получения углепродуктов с высокой добавленной стоимостью, включая продукты углехимии;

утверждение Концепции совершенствования системы подготовки, профессиональной переподготовки и повышения квалификации персонала для организаций угольной отрасли.

Таким образом, сфера реализации настоящей подпрограммы будет расширяться с учетом принятых решений и внедрения новых механизмов регулирования развитием угольной промышленности.

Приоритеты государственной политики в сфере реализации подпрограммы, цели, задачи и показатели (индикаторы) достижения целей и решения задач, описание основных ожидаемых конечных результатов подпрограммы и сроков реализации подпрограммы

Приоритетами государственной политики в сфере реализации подпрограммы являются: совершенствование нормативно-правовой базы эффективного функционирования и модернизации производства; обеспечение действенного надзора (усиление соответствующих функций) и создание благоприятного инвестиционного климата.

Государство оказывает определяющее влияние на такие сферы как:

формирование рынков, включая, в том числе, вопросы тарифно-ценовой политики и задания долгосрочных программных ориентиров развития смежных отраслей (электроэнергетика, газовая промышленность, транспорт), регионального социально-экономического развития и рациональных топливно-энергетических балансов;

развитие и использование различных форм государственной поддержки, учитывающих, в том числе длительный инвестиционный цикл в угольной отрасли;

формирование комфортной социальной и инвестиционной среды через устранение нефинансируемых федеральных мандатов, закрепленных за угольной отраслью в предыдущие годы;

развитие науки и образования.

Целью подпрограммы является стабильное обеспечение внутреннего рынка углем и продуктами его переработки и развитие экспортного потенциала.

Основные индикаторы достижения поставленной цели должны отражать важнейшие продвижения в сферах модернизации и устойчивого развития угольной отрасли, повышение эффективности отрасли, обеспечение промышленной и экологической безопасности. В качестве индикаторов выбраны следующие показатели:

1. Добыча угля, млн. т.
2. Удельный вес мощностей, введенных с начала реализации подпрограммы, в общем объеме мощностей по добыче угля, %.
3. Объем добычи угля в год на одного занятого в отрасли, т/чел. в год.
4. Удельный вес производственных мощностей с использованием прогрессивных технологий, %.
5. Снижение энергоемкости угольной отрасли к уровню 2010 года, %
6. Удельный выброс загрязняющих веществ в атмосферу на одну ту добычи, кг/т.
7. Снижение травматизма со смертельным исходом, раз.
8. Калорийный эквивалент угольной продукции для энергетики, единиц.
9. Доля экспорта в поставках угольной продукции, %.
10. Доля обогащаемого каменного энергетического угля в общем объеме его добычи, %.
11. Количество реализованных рабочих проектов ликвидации шахт, единиц.

Сведения о показателях (индикаторах) подпрограммы представлены в таблице 1.

Характеристика основных мероприятий подпрограммы

Подпрограмма не предусматривает ведомственных целевых программ.

В рамках подпрограммы решаются следующие задачи:

1. Развитие производственного потенциала мощностей по добыче и переработке угля.
2. Развитие рынка угольной продукции.

3. Завершение реструктуризации угольной промышленности.

Для решения задачи № 1 "Развитие производственного потенциала мощностей по добыче и переработке" предусматриваются следующие мероприятия.

Основное мероприятие 5.1. Модернизация действующих предприятий на основе инновационных технологий.

В рамках данного мероприятия предусматривается выполнение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на инновационное развитие действующих предприятий, повышение эффективности производства и уровня безопасности горных работ.

Разработка предложений в проекты закона о федеральном бюджете на плановые 3-летние периоды начиная с 2012 года о выделении средств на предоставление государственных гарантий под кредиты и налоговых льгот компаниям, реализующим проекты модернизации, отвечающие условиям предоставления экономического стимулирования. Кроме того, предлагается скорректировать ставки ввозных таможенных пошлин на машины и технологическое оборудование для угольной отрасли, аналоги которых не выпускаются в Российской Федерации, а также способствовать расширению лизинговых схем для этих целей.

Основное мероприятие 5.2. Создание новых центров угледобычи.

В рамках мероприятия предусмотрена разработка угольных месторождений в новых малоосвоенных регионах, имеющих перспективные к отработке запасы угля с благоприятными условиями залегания, среди которых Эльгинское и Сыллахское месторождения Южно-Якутского бассейна (Республика Саха (Якутия), Межэгейское и Элегестское месторождения, а также участки Восточный и Центральный Улугхемского угольного бассейна (Республика Тыва), Апсатское месторождение (Забайкальский край), Менчерепское месторождение (Кемеровская область), Усинское месторождение (Республика Коми), Мунайское месторождение (Алтайский край), Сосьвинское месторождение (Тюменская область) и другие.

Основное мероприятие 5.3. Обеспечение промышленной и экологической безопасности и охраны труда.

Данное мероприятие предполагает разработку комплексных систем жизнеобеспечения на угледобывающих предприятиях и современных средств индивидуальной защиты.

Мероприятием предусмотрено создание единой системы управления охраной труда и промышленной безопасностью на основе совершенствования норм и правил в области промышленной безопасности.

Основное мероприятие 5.4. Создание системы планомерного выбытия неэффективных мощностей.

Данное мероприятие предполагает создание механизма ликвидации нерентабельных производств и последствий ведения горных работ за счет ликвидационных фондов, формируемых угольными компаниями.

Предусматривается инвентаризация действующих угледобывающих и перерабатывающих предприятий с целью выявления среди них неперспективных, определение сроков их ликвидации и решение возникающих при этом проблем социального характера с уведомлением соответствующих органов местного и федерального управления.

Помимо мероприятий, реализуемых в настоящей подпрограмме, для решения задачи 1 служат мероприятия, разрабатываемые в рамках госпрограмм:

"Воспроизводство и использование природных ресурсов" в части разведки запасов угля и создания механизма формирования ликвидационных фондов;

"Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности" в части создания и внедрения современного высокопроизводительного оборудования для подземных работ на труднодоступных участках, горных транспортных систем, а также супервысокопроизводительного экскаватора;

"Защита населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, обеспечение пожарной безопасности и безопасности людей на водных объектах" и "Развитие здравоохранения" в части создания системы промышленной и экологической безопасности и охраны труда;

"Содействие занятости населения" в части совершенствования трудовых отношений (утверждение Концепции совершенствования системы подготовки, профессиональной переподготовки и повышения квалификации персонала для организаций угольной отрасли);

"Национальная технологическая база" (принятие подпрограммы "Современные средства индивидуальной защиты и системы жизнеобеспечения подземного персонала угольных шахт").

Для решения задачи № 2 "Развитие рынка угольной продукции" предусматриваются следующие мероприятия.

Основное мероприятие 5.5. Развитие внутреннего рынка угольной продукции.

В рамках мероприятия намечается создание самостоятельных или взаимосвязанных производств на базе технологий комплексного использования ресурсов угольных месторождений.

Планируется реализация пилотного проекта по созданию кластера ЗАО "Шахта Беловская" по энерготехнологическому использованию угля на Караканском месторождении Кузбасса (КУЭК, строительство производственного (разрез и шахта) и перерабатывающего комплексов, в том числе по получению термококка, двух электростанций, транспортной инфраструктуры, включая железнодорожный путь и канатно-ленточный конвейер). Этот кластер стал перспективным якорным резидентом инновационного территориального кластера "Комплексная переработка угля и техногенных отходов", программа развития которого разработана в Кемеровской области.

Намечено также создание территориально-производственного комплекса на базе Эльгинского месторождения для расширения местного использования угля, продуктов его переработки и отходов производства.

Планируется создание пилотных заводов по производству из угля до 3 млн. т синтетического жидкого топлива в 2020 году, включая комплекс демонстрационных установок по процессам глубокой переработки угля.

Возможно также создание других производств с использованием технологий термической переработки низкосортного угля, селективной разработки угольных пластов, технологии и оборудования по безотходной глубокой переработке угля и других технологий.

Предусматривается развитие добычи метана в процессе дегазации угольных пластов, а также расширение использования установок по утилизации шахтного метана.

Предстоит реализовать механизм поставки угля потребителям на основе долгосрочных контрактов. Предусматривается проведение оценки перспектив развития рынка российского угля, анализ репрезентативных сведений по объемам продаваемого угля и ценам на основе регистрируемых на товарных биржах внебиржевых сделок, мониторинг изменения рыночной конъюнктуры на уголь, определение уровня его конкуренции, как при продажах на экспорт, так и на внутренний рынок, оперативное выявление нарушений антимонопольного законодательства в области развития рынка российского угля.

Основное мероприятие 5.6. Укрепление позиций России на мировом рынке угля.

В рамках мероприятия предусматривается расширение торгово-экономического и научно-технического сотрудничества Российской Федерации с зарубежными странами в области угольной промышленности. В частности, будет организовано выполнение мероприятий, определенных дорожной картой о сотрудничестве в угольной сфере Россия - Китай.

Помимо мероприятий, предусмотренных в настоящей подпрограмме, реализации задачи 2 будут способствовать мероприятия, разрабатываемые в рамках подпрограммы 2 "Развитие и модернизация электроэнергетики" в части мер государственного регулирования для создания унифицированного энергооборудования угольных блоков нового поколения на суперсверхкритические параметры пара и внутрицикловой газификацией твердого топлива, а также инвестиционных проектов энергокомпаний, предусматривающих внедрение таких блоков.

В части создания необходимой железнодорожной и портовой инфраструктуры реализации настоящей подпрограммы будут способствовать меры, реализуемые в Госпрограмме "Развитие транспортной системы".

Для решения задачи № 3 "Завершение реструктуризации угольной промышленности" необходимо реализовать:

основное мероприятие 5.7 Выполнение проектов ликвидации организаций угольной промышленности.

В рамках данного мероприятия предусматривается выполнение работ, направленных на обеспечение завершения реструктуризации угольной промышленности. Результатом станет завершение технической ликвидации особо убыточных шахт и разрезов с мерами социальной защиты высвобождаемых работников.

Предусмотрено завершить технические работы по ликвидации угольных организаций в части выполнения обязательств по мерам социальной защиты (предоставление бесплатного пайкового угля и дополнительного пенсионного обеспечения), переселение из ветхого жилья и из районов Крайнего Севера, а также предоставление государственных услуг, связанных с реструктуризацией угольной промышленности. Будет выполнено 108 рабочих проектов ликвидации шахт.

Помимо мероприятий, предусмотренных настоящей подпрограммой, реализации цели 3 будут способствовать мероприятия, разрабатываемые в

госпрограмме "Охрана окружающей среды" в части мониторинга и ликвидации экологических последствий закрытия шахт.

Подпрограмма "Реструктуризация и развитие угольной промышленности" реализуется в 2013 - 2020 годы.

Основными конечными результатами реализации подпрограммы являются:

1. Доведение объема добычи угля до 380 млн. т в год.
2. Доведение удельного веса мощностей, введенных с начала реализации подпрограммы, в общем объеме мощностей по добыче угля, до 50%.
3. Объем добычи угля в год на одного занятого в отрасли 4500 т на чел. в год.
4. Увеличение доли производственных мощностей с использованием прогрессивных технологий (шахта-лава, шахта-пласт на подземных горных работах, поточная и поточно-циклическая технология на открытых работах) до 40%.
5. Снижение энергоемкости угольной отрасли к уровню 2010 года на 30%.
6. Доведение величины удельного выброса загрязняющих веществ в атмосферу на одну ту добычи 3,2 кг/т.
7. Снижение травматизма со смертельным исходом, в 2 раза.
8. Доведение калорийного эквивалента угольной продукции для энергетики до 0,72.
9. Доведение доли экспорта в поставках угольной продукции до 42,9%.
10. Доведение доли обогащаемого каменного энергетического угля в общем объеме его добычи до 55%.
11. Реализация 108 рабочих проектов ликвидации шахт к 2018 году.

Мероприятия подпрограммы будут реализованы в том числе путем создания, развития и внедрения инновационных технологий. В приведенной ниже таблице имеются сведения о мероприятиях подпрограммы, их эффектах и результатах, инновационных и технологических направлениях, развиваемых в рамках выполнения мероприятий подпрограммы, инновационных технологий по указанным направлениям.

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Иновации / технологии
Модернизация действующих предприятий на основе инновационных технологий	Повышение эффективности производства и уровня безопасности горных работ, повышение глубины переработки угля	Повышение эффективности добычи и переработки угля	Автоматизация технологических процессов, вплоть до полного исключения присутствия в них человека
Создание новых центров угледобычи	Разработка угольных месторождений в новых малоосвоенных регионах, имеющих перспективные к отработке запасы угля с благоприятными условиями залегания	Технологии добычи угля в новых условиях	Роботизированные и интегрированные технологии управления процессами добычи угля с использованием оборудования высокой единичной мощности/ Разработка и внедрение поточных и циклично-поточных технологий для открытой добычи Скважинные технологии разработки угольных месторождений (газификация, гидролизация, биотехнологии)
Обеспечение промышленной и экологической безопасности и охраны труда	Разработка комплексных систем жизнеобеспечения на угледобывающих предприятиях и	Технологии промышленной и экологической безопасности	Многофункциональные системы обеспечения безопасности. Новое оборудование и средства индивидуальной и коллективной защиты

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Иновации / технологии
	современных средств индивидуальной защиты		
Развитие внутреннего рынка угольной продукции	Создание самостоятельных или взаимосвязанных производств на базе технологий комплексного использования ресурсов угольных месторождений	Новые технологии комплексного использования природных ресурсов	Новые технологии обогащения и глубокой переработки угля, включая производство синтетического жидкого топлива, синтез-газа и других продуктов углехимии
Укрепление позиций России на мировом рынке угля	Расширение торгово-экономического и научно-технического сотрудничества Российской Федерации с зарубежными странами в области угольной промышленности	Технологии международного сотрудничества	Новые технологии обогащения и глубокой переработки угля, включая производство синтетического жидкого топлива, синтез-газа и других продуктов углехимии Экспорт технологий добычи и переработки угля

Финансирования мероприятий по развитию указанных в таблице инновационных технологий за счет внебюджетных источников.

Характеристика мер государственного регулирования

Меры государственного регулирования в сфере реализации подпрограммы направлены на: совершенствование нормативно-регламентационной базы по проектированию и экспертизе строительства шахт, разрезов и перерабатывающих производств; стимулирование инвестиционных вложений (предоставление государственных гарантий по кредитам либо займам, а также установление налоговых льгот при реализации проектов по созданию технологических комплексов и программ модернизации производства на угледобывающих и углеперерабатывающих предприятиях).

Прогноз сводных показателей государственных заданий на период реализации подпрограммы

В рамках подпрограммы 5 предусматривается выполнение следующих государственных заданий на оказание государственных услуг (выполнение работ):

подготовка предложений по ликвидации последствий ведения горных работ на ликвидируемых угольных (сланцевых) шахтах и разрезах;

подготовка предложений по мониторингу экологических последствий ликвидации угольных (сланцевых) шахт и разрезов;

подготовка предложений по программам местного развития и обеспечению занятости населения шахтерских городов;

подготовка списков граждан, переселяемых из районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей в связи с ликвидацией организаций угольной промышленности;

проведение мониторинга движения численности персонала организаций угольной отрасли и анализа ситуации на региональных и местных рынках труда углепромышленных территорий;

подготовка предложений по обеспечению бесплатным пайковым углем льготных категорий граждан;

подготовка предложений по дополнительному пенсионному обеспечению (негосударственные пенсии) при увольнении работников организаций угольной промышленности;

подготовка предложений по оплате фактических расходов по переезду к новому месту жительства в другую местность граждан, переселяемых из районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, и покрытию непредвиденных затрат по социальной поддержке работников, уволенных в связи с ликвидацией организаций угольной

промышленности, и погашению задолженности по возмещению вреда пострадавшим работникам угольной промышленности.

Прогноз сводных показателей государственных заданий на оказание государственных услуг (выполнение работ) на период реализации государственной программы представлен в таблице 5.

Характеристика основных мероприятий, реализуемых субъектами Российской Федерации

Субъекты Российской Федерации участвуют в реализации основных мероприятий подпрограммы в форме:

предоставления в пределах своей компетенции налоговых льгот угольным компаниям, реализующим крупные инвестиционные проекты в рамках подпрограммы;

участия в формировании территориальных угольно-энергетических кластеров;

участия в мероприятиях по ликвидации неэффективных производств (разработка и реализация комплексной программы поэтапной ликвидации убыточных шахт и переселения жителей из ветхого и аварийного жилья в городах Прокопьевске, Киселевске и Анжеро-Судженске) в части ликвидации и переноса объектов инженерно-технической и социальной инфраструктуры с горных отводов закрываемых шахт;

участия в госпрограмме "Региональная политика и федеративные отношения" в части реализации комплекса мер по поддержке шахтерских моногородов;

заключения между угольными компаниями и администрациями субъектов Российской Федерации, на территории которых эти компании ведут свой бизнес, соглашений о социально-экономическом сотрудничестве, которые закрепляют обязательства компаний по инвестициям в развитие производства, социальную и инженерно-техническую инфраструктуру.

Информация об участии государственных корпораций, акционерных обществ с государственным участием, общественных, научных и иных организаций в реализации подпрограммы

В реализации подпрограммы в части комплексного использования потенциала угольных месторождений (добыча метана из угольных пластов и использование его для выработки электроэнергии) участвует ОАО "Газпром".

В реализации основных мероприятий: 5.1. Модернизация действующих предприятий на основе инновационных технологий, 5.2. Создание новых центров угледобычи на месторождениях с благоприятными горно-геологическими условиями, обеспечивающими мировой уровень производительности и безопасности труда, 5.5. Создание самостоятельных или взаимосвязанных производств на базе технологий комплексного использования ресурсов угольных месторождений, - участвуют частные компании, ведущие угольный бизнес, а также научно-исследовательские и проектно-конструкторские организации, ведущие работы по угольной тематике.

Обоснование объема финансовых ресурсов, необходимых для реализации подпрограммы

Объем финансовых ресурсов, необходимый для реализации Подпрограммы 5. "Реструктуризация и развитие угольной промышленности", составляет 1 117 733 475,10 тыс. рублей (таблица 7)

В том числе:

из средств федерального бюджета - 37 975 475,10 тыс. рублей (таблица 6);

из внебюджетных источников (средства юридических лиц) - 1 079 758 000,00 тыс. рублей

Указанные расходы подлежат ежегодному уточнению в рамках бюджетного цикла.

Анализ рисков реализации подпрограммы и описание мер управления рисками реализации подпрограммы

На реализацию мероприятий подпрограммы будет оказывать существенное влияние ряд рисков, которые имеют долгосрочный характер, а степень их относительной важности будет зависеть от текущего состояния экономики и рыночной конъюнктуры.

Риск продолжения сокращения внутреннего спроса на энергетический уголь и возможного снижения спроса на экспортируемый российский уголь.

Данный риск может являться результатом снижения спроса на угольную продукцию по причине изменения потребительских предпочтений в пользу газа. Данный риск оценивается наиболее высоко в связи с возможными изменениями топливного баланса европейских стран из-за наращивания добычи сланцевого газа в США и других странах и перенаправления экспортных излишков российского газа на внутренний рынок.

При длительном существовании относительно низких внутренних цен на природный газ вполне вероятно дальнейшее развитие процесса замещения угля природным газом на отечественных тепловых электростанциях и в котельных.

Данный риск связан, прежде всего, с решением проблем в реализации энергетической политики.

Возможные мероприятия по управлению данным риском: стимулирование сооружения новых экологически чистых объектов угольной генерации, мотивация частного бизнеса к использованию угля в электроэнергетике, создание самостоятельных или взаимосвязанных производств на базе технологий комплексного использования ресурсов угольных месторождений.

Инфраструктурные риски.

Одним из ключевых ограничителей развития отрасли является недостаточное развитие транспортной инфраструктуры, что усугубляется огромными расстояниями. Основные угледобывающие мощности сосредоточены в Кемеровской области и Восточной Сибири. Ключевым направлением, на котором происходит сдерживание грузопотоков, является восточное направление.

Возможность существенного наращивания российских экспортных поставок угольной продукции, особенно на рынки стран АТР, будет всецело зависеть от устранения инфраструктурных ограничений в части развития портовых мощностей, повышения пропускной способности железнодорожной сети и станций примыкания, увеличения эффективности использования подвижного состава.

Возможные мероприятия по управлению данным риском:
модернизации инфраструктурных объектов;
сопряженное развитие морских портов и железнодорожных подходов к ним;

государственное софинансирование инвестиционной программы ОАО "РЖД" в части устранения инфраструктурных ограничений, что позволит избежать резкого роста транспортных затрат и потери конкурентоспособности российского угля на международном рынке.

Риск роста тарифов естественных монополий, а также цен на основные материалы и ресурсы.

Значительный рост затрат на производство и транспортировку угольной продукции снижает конкурентоспособность российского угля на внешнем рынке. Особо ощутимым является рост транспортной составляющей в цене угля, что связано с увеличением железнодорожных тарифов.

Возможные мероприятия по управлению данным риском:

внесение изменения в Порядок расчета тарифов на перевозки угля, предусматривающее возможность их корректировки в зависимости от конъюнктуры международного угольного рынка и с целью укрепления на нем позиций России;

совершенствование организации движения частного парка полувагонов.

Риск необеспеченности отрасли продукцией российского угольного машиностроения.

Рынок горно-шахтного оборудования характеризуется жесткой конкуренцией между отечественными производителями и зарубежными поставщиками данного оборудования. В последнее время снижается уровень цен на продукцию, поставляемую на российские рынки зарубежными поставщиками, которым предоставляются существенные таможенные льготы. Увеличиваются цены на потребляемые отечественными производителями комплектующие материалы (подшипники, электродвигатели и т.п.) и сырье (прокат черных металлов).

Возможные мероприятия по управлению данным риском:

создание нормативно-правовых основ развития системы проектирования капиталоемкого горно-шахтного оборудования;

реализация мероприятий по созданию и модернизации российской испытательной стендовой базы для основной номенклатуры горного оборудования, обеспечивающей оценку соответствия требованиям национальных стандартов в угольной промышленности;

введение обязательных стендовых испытаний горно-шахтного оборудования при получении разрешительной документации на его применение на предприятиях угольной отрасли.

Риск необеспеченности квалифицированными кадрами.

Проблема нехватки квалифицированных кадров актуальна для всех компаний, особенно на фоне расширения ими производственной деятельности и выхода на новые рынки. Многие из ведущих специалистов приближаются к пенсионному возрасту, а среди молодого поколения падает престиж шахтерского труда. Нехватка квалифицированных кадров может привести к срыву сроков реализации проектов, снижению уровня производительности труда и увеличению операционных расходов.

Возможные мероприятия по управлению данным риском:

совершенствование системы профессиональной подготовки кадров для угольной промышленности,

развитие кадрового потенциала отрасли через переобучение и повышение квалификации персонала,

создание привлекательного имиджа отрасли для молодых специалистов, например, освещение отраслевых достижений для информирования общества о том, что отрасль развивается, модернизируется и не стоит на месте.

Необходимый объем дополнительных бюджетных ассигнований на период 2014 - 2018 годы на реализацию проектов ликвидации организации угольной промышленности и ведение мониторинга экологических последствий ликвидации угольных шахт и разрезов составляет 14,8 млрд. рублей.

Указанные средства позволят погасить горящие породные отвалы, а также построить очистные сооружения кислых шахт вод в Пермском крае.

Оценка эффективности реализации подпрограммы

Оценка эффективности настоящей подпрограммы основывается на методике программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" и осуществляется по следующим направлениям:

степень достижения целевых показателей подпрограммы;

степень соответствия запланированному уровню затрат и эффективности использования средств федерального бюджета;

степень реализации мероприятий (достижения ожидаемых непосредственных результатов их реализации);

исходными данными для проведения оценки являются сведения, представленные в таблицах 1 и 2 настоящей программы.

Подпрограмма 6. Развитие использования возобновляемых источников энергии

Подпрограмма обеспечивает решение следующих задач государственной программы:

задача 3. Развитие использования возобновляемых источников энергии и повышение экологической эффективности энергетики;

задача 4. Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса.

Основные мероприятия подпрограммы:

6.1. Строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

6.2. Создание инфраструктурных условий развития использования возобновляемых источников энергии;

6.3. Развитие мер государственной поддержки в области развития использования возобновляемых источников энергии в субъектах Российской Федерации.

П А С П О Р Т

подпрограммы

Ответственный исполнитель подпрограммы	- Минэнерго России
Соисполнители подпрограммы	- нет
Участники подпрограммы	- нет
Программно-целевые инструменты подпрограммы	- В сфере реализации подпрограммы не применяются федеральные целевые программы и ведомственные целевые программы, подпрограмма состоит из

основных мероприятий

- | | |
|--|--|
| Цели подпрограммы | - Вовлечение в топливно-энергетический баланс возобновляемых источников энергии, в том числе биомассы и снижение темпов роста потребления имеющихся ресурсов ископаемого топлива |
| Задачи подпрограммы | - 1. Содействие охране окружающей среды и смягчение последствий изменения климата.
2. Модернизация технологической базы топливно-энергетического комплекса за счет развития использования биотехнологической продукции.
3. Формирование инфраструктурных условий для привлечения инвестиций на развитие использования возобновляемых источников энергии, увеличение объема ввода генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии |
| Целевые индикаторы и показатели подпрограммы | - 1. Доля производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт). 2. Ввод мощностей генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт).
3. Снижение выбросов парниковых газов (млн. тонн экв. CO ₂) |
| Этапы и сроки реализации подпрограммы | - Подпрограмма "Развитие использования возобновляемых источников энергии" реализуется в 2013 - 2020 годы в один этап |
| Объемы бюджетных | - Объем ресурсного обеспечения реализации |

ассигнований
подпрограммы

подпрограммы из средств федерального бюджета по годам составит:

на 2013 год -100 000,00 тыс. рублей;
на 2014 год -100 000,00 тыс. рублей;
на 2015 год -100 000,00 тыс. рублей;
на 2016 год -300 000,00 тыс. рублей;
на 2017 год -300 000,00 тыс. рублей;
на 2018 год -300 000,00 тыс. рублей;
на 2019 год -300 000,00 тыс. рублей;
на 2020 год -300 000,00 тыс. рублей

Ожидаемые результаты реализации подпрограммы

1. Увеличение производства электрической и тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии до 2,5 процентов к 2020 году.
2. Отработка механизмов интеграции генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в энергетическую систему к 2020 году до уровня 6200 МВт.
3. Снижение темпов роста антропогенной нагрузки на окружающую среду и предотвращение изменений климата; Снижение выбросов парниковых газов к 2020 году - 393 млн. тонн экв. CO₂.

Общая характеристика сферы реализации подпрограммы, формулировки основных проблем в указанной сфере и прогноз ее развития

Подпрограмма "Развитие использования возобновляемых источников энергии" направлена на обеспечение повышения конкурентоспособности, финансовой устойчивости, энергетической и экологической безопасности российской энергетики и обеспечивает предотвращение угрозы национальной безопасности, связанной с нарастающим технологическим отставанием от индустриально развитых стран мира в области использования ресурсов нетрадиционных видов возобновляемых источников энергии (далее - ВИЭ).

Российская Федерация обладает обширной территорией, занимая свыше 11,0% суши земного шара, и самой большой в мире

протяженностью береговой линии. Наряду с пропорциональными размеру территории страны ресурсами энергии солнца, энергии ветра, тепловой энергии земли, энергии приливов, Российская Федерация обладает 46% нетропических лесов планеты, более половины из которых - спелые и перестойные (ежегодный прирост свыше 1 млрд. куб. м), 47% разведенных запасов торфа (ежегодный прирост 20 - 30 млн. т), не менее 7% шахтного метана (60 - 80 трлн. куб. м). Технически доступные геотермальные ресурсы составляют 115 млн. т у.т. в год, технический потенциал ресурсов энергии рек составляет 382 млрд. кВт.ч в год. Наряду с этим, в Российской Федерации ежегодно образуется свыше 390 млн. т (по абсолютно сухому веществу) органических отходов, в том числе 250 млн. т отходов сельскохозяйственного производства, 60 млн. т твердых бытовых отходов городов, 10 млн. т коммунальных стоков и 70 млн. т отходов деревообработки.

Вместе с тем, при сложившихся в настоящее время на мировых энергетических рынках конъюнктуре и уровне технологического развития без государственной поддержки экономически возможно использование лишь незначительной части доступных ресурсов отдельных видов ВИЭ, за исключением энергии вод, используемой объектами крупной гидроэнергетики, и биомассы.

Низкие темпы развития энергетики на основе использования ВИЭ (кроме крупных ГЭС мощностью более 25 МВт и теплоэлектростанций на основе использования биомассы) определяются следующими факторами:

неконкурентоспособность проектов использования ВИЭ в существующей рыночной среде по сравнению с проектами на основе использования ископаемых видов органического топлива;

наличие барьеров институционального характера, отсутствие программ поддержки широкомасштабного использования ВИЭ;

отсутствие инфраструктуры, требуемой для обеспечения ускоренного развития энергетики на основе использования ВИЭ, в том числе недостаточность уровня и качества научного обслуживания, низкий уровень технологического развития;

отсутствие нормативно-технического и методического регулирования, а также инженерных и программных средств, необходимых для проектирования, сооружения и эксплуатации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.

С целью создания условий для достижения естественной конкурентоспособности производства электрической и тепловой энергии на основе использования ВИЭ по сравнению с традиционно используемыми в топливно-энергетическом комплексе источниками энергии, диверсификации источников энергоснабжения предусматривается осуществление следующих мероприятий:

строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

создание инфраструктурных условий развития использования возобновляемых источников энергии;

развитие мер государственной поддержки использования возобновляемых источников энергии в субъектах Российской Федерации.

Финансирование мероприятий предусматривается осуществлять на условиях государственно-частного партнерства с учетом поручения, содержащегося в Указе Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики", предусматривать бюджетные ассигнования, необходимые для поддержки и стимулирования реализации проектов использования возобновляемых источников энергии и экологически чистых производственных технологий.

Приоритеты государственной политики в сфере реализации подпрограммы, цели, задачи и показатели (индикаторы) достижения целей и решения задач, описание основных ожидаемых конечных результатов подпрограммы и сроков реализации подпрограммы

К числу основных составляющих государственной энергетической политики при реализации подпрограммы относятся:

развитие внутренних энергетических рынков;

формирование рационального топливно-энергетического баланса;

региональная энергетическая политика;

развитие биоэнергетики;

инновационная и научно-техническая политика в энергетике;

социальная политика в энергетике.

Целями реализации подпрограммы является увеличение доли ВИЭ в топливно-энергетическом балансе.

Задачами реализации подпрограммы являются:

содействие охране окружающей среды и смягчение последствий изменения климата;

модернизация технологической базы топливно-энергетического комплекса за счет развития использования биотехнологической продукции
формирование инфраструктурных условий развития использования возобновляемых источников энергии, в том числе биотехнологической продукции;

формирование инфраструктурных условий для привлечения инвестиций на развитие использования возобновляемых источников энергии, увеличение объема ввода генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.

В качестве ключевых индикаторов, характеризующих достижение поставленных целей и решения задач подпрограммы, используются следующие показатели:

доля производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования ВИЭ, в совокупном объеме производства электрической энергии (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт), распределенная по годам в период реализации подпрограммы, и конечным показателем в 2,5% к окончанию срока ее реализации;

ввод мощностей генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт), по годам в период реализации подпрограммы, МВт;

снижение выбросов парниковых газов (млн. т экв. CO₂).

Сведения о показателях (индикаторах) подпрограммы представлены в таблице 1.

Подпрограмма реализуется в один этап в 2013 - 2020 годы.

Основными конечными результатами реализации подпрограммы являются:

увеличение производства электрической и тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии до 2,5 процентов к 2020 году;

снижение темпов роста потребления имеющихся ресурсов ископаемого топлива;

снижение темпов роста антропогенной нагрузки на окружающую среду и предотвращение изменений климата. Снижение выбросов парниковых газов к 2020 году - 393 млн. тонн экв. CO₂;

создание системы нормативно-правовых и нормативно-технических актов в сфере использования возобновляемых источников энергии;

отработка механизмов интеграции генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в энергетическую систему.

Создание технологической и промышленной базы для развития новых рынков в топливно-энергетическом комплексе

Характеристика основных мероприятий подпрограммы

В рамках подпрограммы выделяются следующие основные мероприятия:

Основное мероприятие 6.1. Строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.

Реализация проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии обеспечит:

повышение энергетической эффективности электро- и теплоэнергетики, энергонезависимости субъектов Российской Федерации и муниципальных образований;

внедрение и развитие технологий производства тепла и электроэнергии из биомассы, включая технологии преобразования энергии, основанные на принципах живой природы (биотопливные элементы, биоаккумуляторы энергии, биодвижители и так далее);

снижение дефицита генерации электрической энергии, потерь при передаче и распределении электрической и тепловой энергии, уменьшение расходов субъектов Российской Федерации и муниципальных образований на обустройство, реконструкцию и ремонт коммунальных сетей и затрат на первичные энергетические ресурсы;

отработку механизмов и системы нормативно-правового регулирования развития использования возобновляемых источников энергии;

отработку системы нормативно-технического регулирования использования возобновляемых источников энергии;

создание технологической, информационной и институциональной основ повышения достоверности прогнозирования развития использования возобновляемых источников энергии и формирования государственной энергетической политики и стратегии развития использования

возобновляемых источников энергии в топливно-энергетическом комплексе Российской Федерации.

В качестве государственной поддержки развития ВИЭ Минэнерго России планирует на территории Дальнего Востока предоставить бюджетные ассигнования на реализацию ряда мероприятий на основе ВИЭ, снижающих уровень бюджетных дотаций на возмещение разницы между экономически обоснованными и установленными для населения тарифами на энергию:

– Строительство ветродизельных комплексов на территории Дальневосточного федерального округа, Сахалинская область, Хабаровский и Камчатский край;

– ПОЛЭ, подпрограмма развития ВИЭ в локальной энергетике, Республика Саха (Якутия).

Финансирование данных проектов планируется осуществить в рамках федеральной целевой программы «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2018 года» (проект).

Основное мероприятие 6.2. Создание инфраструктурных условий развития использования возобновляемых источников энергии.

В процессе реализации мероприятия должны быть осуществлены:

- разработка механизмов договоров о предоставлении мощности по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов на основе использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке в ценовых зонах;

- проведение периодической актуализации капитальных затрат с учетом развития технологий и снижения затрат, а также с учетом результатов проведения первых отборов инвестиционных проектов на основе использования возобновляемых источников энергии;

- определение долгосрочных ценовых параметров квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, которые учитываются при расчете тарифов на электрическую энергию (мощность), приобретаемую на розничных рынках в ценовых зонах в целях компенсации потерь в электрических сетях, а также на оптовом и розничном рынке в неценовых зонах;

- совершенствование процедуры квалификации генерирующих объектов, функционирующего на основе использования ВИЭ;

- повышение заинтересованности организаций – инвесторов во вложении средств в строительство генерирующих объектов электроэнергетики на основе использования ВИЭ

- увеличение темпов роста инвестиций в сооружение генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ;

Основное мероприятие 6.3. Проведение оценки технического и экономического потенциала использования ВИЭ в Российской Федерации при разработки схемы и программы развития Единой энергетической системы России.

- определить направления и приоритеты развития использования возобновляемых источников энергии (в зависимости от поставленных целей) в Российской Федерации в территориальном разрезе, приоритетные направления повышения энергетической эффективности экономики регионов на основе использования возобновляемых источников энергии.

Мероприятия данной подпрограммы будут исполняться с учетом создания, развития и внедрения инновационных технологий. В таблице, приведенной ниже, дана информация о мероприятиях подпрограммы, их эффектах и результатах, инновационных и технологических направлениях, развиваемых в рамках выполнения мероприятий подпрограммы, инновационных технологий по указанным направлениям.

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
Строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии	Повышение энергонезависимости субъектов Российской Федерации и муниципальных образований Снижение дефицита генерации электрической энергии, потерь при передаче и распределении электрической и тепловой энергии	Технологии строительства генерации на основе ВИЭ	Технологии эффективного производства электроэнергии на основе фотоэлементов с КПД не менее 25% Технологии по использованию энергии ветра, в том числе в экстремальных климатических условиях

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
			Технологии производства тепла и электроэнергии из биомассы Технологии по производству электроэнергии на мини-ГЭС
Создание инфраструктурных условий развития использования возобновляемых источников энергии	Предоставление из федерального бюджета субсидий в порядке компенсации стоимости технологического присоединения, на возмещение части затрат на уплату процентов по кредитам, займам Внедрение и развитие технологий, направленных на повышение коэффициентов использования топлива в энергетике, снижение вредного антропогенного воздействия предприятиями ТЭК	Технологии финансирования ВИЭ	Производство электрической энергии и тепла из биомассы Поглощение (утилизация) эмиссии парниковых газов, образуемых в энергетических производственных циклах, промышленных и коммунальных стоков для интенсификации производства непищевой биомассы Предотвращение и ликвидация последствий вредного антропогенного воздействия на окружающую

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
			среду энергетической отраслю методами биоконверсии
<p>Развитие мер государственной поддержки в области развития использования возобновляемых источников энергии в субъектах Российской Федерации</p>	<p>Создание, отработка и практическая реализация механизмов налогового, а также тарифного регулирования для создания конкурентных преимуществ развития генерации электрической энергии на основе использования возобновляемых источников</p>	<p>Технологии государственного стимулирования ВИЭ</p>	<p>Инновации в управлении: создание и использование механизмов поддержки внедрения и использования ВИЭ</p>

Осуществление финансирования мероприятий по развитию указанных в таблице инновационных технологий планируется за счет внебюджетных источников, основной из которых – средства, направляемые на реализацию программ инновационного развития компаний электроэнергетической отрасли с государственным участием: ОАО «РусГидро», ОАО «РАО Энергетические системы Востока».

Характеристика мер государственного регулирования

Основные меры государственного регулирования заключаются в принятии необходимых изменений в действующие нормативные правовые

акты, направленные на снятие излишних административных барьеров, в том числе на упрощение процедуры квалификации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ.

Планируется утверждение дифференцированных целевых показателей, установленных Основными направлениями государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года, утвержденными распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р, по каждому виду возобновляемых источников энергии, территориям и установленной генерирующей мощности, а также утверждение порядка расчета цен (тарифов) или предельных (минимальных и /или максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях.

Прогноз сводных показателей государственных заданий на период реализации подпрограммы

Оказание государственных услуг (выполнение работ) в рамках данной подпрограммы не предусмотрено.

Характеристика основных мероприятий, реализуемых субъектами Российской Федерации

В рамках реализации подпрограммы субъекты Российской Федерации осуществляют разработку и реализацию региональных программ. Сведения о составе и структуре мероприятий, а также расходах консолидированных бюджетов субъектов Российской Федерации будут уточнены после проведения дополнительного анализа структуры расходов субъектов Российской Федерации в области ТЭК, в части расходов на развитие использования возобновляемых источников энергии.

Информация об участии государственных корпораций, акционерных обществ с государственным участием, общественных, научных и иных организаций в реализации подпрограммы

В рамках выполнения подпрограммы предусматривается участие энергокомпаний с государственным участием (ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС",

ОАО "РАО ЭС Востока", ОАО "РусГидро", ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Холдинг МРСК"), государственных корпораций (ГК "Роснано", ГК "Вега" и т.д.), энергомашиностроительных компаний (ОАО "Силовые машины", ЗАО "Уральский турбинный завод", ОАО "Атомэнергомаш", ЗАО "Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш", АББ Россия, ОАО "Рыбинский завод приборостроения", "Шнейдер-электрик-СНГ", ЗАО "Межрегионсоюзэнерго", Группа компаний "Ренова", ООО "Хевел", "СОВИТЭК-Россия", ОАО "Евросибэнерго", ЗАО "Норд Гидро", Государственный ракетный центр им. Макеева, ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева" и др.), а также ведущих организаций отрасли и РАН: ОАО "Институт Теплопроект", ОАО "ВИИПИэнергопром", ОАО "НИИПТ", ИНЭИ РАН, ИСЭМ СО РАН, Институт катализа СО РАН и др.

Основными направлениями деятельности указанных выше энергокомпаний в рамках реализации подпрограммы являются: проектирование, строительство и эксплуатация генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии; производство оборудования для создания генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.

Обоснование объема финансовых ресурсов, необходимых для реализации подпрограммы

В соответствии с Основными направлениями государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года, утвержденными распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р, к 2020 году объем производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии (кроме гидроэлектростанций установленной мощностью более 25 МВт) должен составить 2,5%.

По данным Росстата в 2011 году общий объем производства электрической энергии на основе использования ВИЭ (кроме ГЭС установленной мощностью более 25 МВт) составил 8,4 млрд. кВт·ч или порядка 0,8% от общего объема производства электрической энергии, равного 1 054,9 млрд. кВт·ч.

С учетом имеющейся генерации на основе ВИЭ к 2020 году должны быть дополнительно сооружены генерирующие объекты,

функционирующие на основе использования ВИЭ, суммарной установленной мощностью не менее 9 ГВт, на долю которых будет приходиться выработка необходимых 20 000 млн. кВт·ч.

По экспертным оценкам введение в эксплуатацию к 2020 году объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, суммарной установленной мощностью 9 ГВт потребует инвестиций не менее 680 000 млн. рублей (средняя стоимость строительства 1 кВт мощности, вырабатываемой с использованием ВИЭ, составляет ≈ 75 тыс. рублей/кВт).

Обоснование объема финансовых ресурсов, необходимых для реализации подпрограммы

Объем финансовых ресурсов на 2013 - 2020 годы, необходимый для реализации Подпрограммы 6 "Развитие использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ)", составляет 681 800 000,00 тыс. рублей (таблица 7)

В том числе:

из средств федерального бюджета 1 800 000,00 тыс. рублей (таблица 6)

из внебюджетных источников (средства юридических лиц): 680 000 000,00 тыс. рублей

Указанные расходы подлежат ежегодному уточнению в рамках бюджетного цикла.

Анализ рисков реализации подпрограммы и описание мер управления рисками реализации подпрограммы

Недостаточный уровень бюджетного финансирования запланированных мероприятий создает угрозу достижения целевых показателей подпрограммы и срыва решения поставленных задач.

Минимизация данного вида рисков заключается в уменьшении привлечения средств федерального бюджета на реализацию основных мероприятий подпрограммы, компенсировав его за счет средств выпадающих доходов федерального бюджета и привлечения средств бюджетов субъектов Российской Федерации и внебюджетных средств.

Оценка эффективности реализации подпрограммы

Оценка эффективности государственной программы основывается на методике программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" и осуществляется по следующим направлениям:

- степень достижения целевых показателей подпрограммы;
- степень соответствия запланированному уровню затрат и эффективности использования средств федерального бюджета;
- степень реализации мероприятий (достижения ожидаемых непосредственных результатов их реализации).

Исходными данными для проведения оценки являются сведения, представленные в таблицах 1 и 2 настоящей программы.

Подпрограмма 7. Обеспечение реализации государственной программы.

Подпрограмма обеспечивает решение следующих задач государственной программы:

- задача 1. Развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности.
- задача 2. Совершенствование добычи, транспортировки и повышение глубины переработки углеводородного сырья.
- задача 3. Развитие использования возобновляемых источников энергии и повышение экологической эффективности энергетики.
- задача 4. Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса.

Основные мероприятия подпрограммы:

7.1. Организация и проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на совершенствование процессов сбора, обработки, хранения и использования информационных ресурсов топливно-энергетического комплекса и создание государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса.

7.2. Формирование, хранение, ведение и организация использования информационных ресурсов топливно-энергетического комплекса, организационно-технологическое сопровождение функционирования государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса.

7.3. Обеспечение деятельности Минэнерго России.

П А С П О Р Т
подпрограммы

Ответственный исполнитель подпрограммы	- Минэнерго России
Соисполнители подпрограммы	- нет
Участники подпрограммы	- нет
Программно-целевые инструменты подпрограммы	- В сфере реализации подпрограммы не применяются федеральные целевые программы и ведомственные целевые программы, подпрограмма состоит из основных мероприятий
Цели подпрограммы	- Формирование государственного информационного пространства в сфере топливно-энергетического комплекса для информационно-аналитического обеспечения создания инновационного и эффективного энергетического сектора страны
Задача подпрограммы	- Развитие государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса
Целевые индикаторы и показатели подпрограммы	- 1. Доля федеральных органов исполнительной власти (субъектов государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса), предоставляющих информацию в государственную информационную систему топливно-энергетического комплекса в автоматическом режиме, %. 2. Доля субъектов государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса, предоставляющих информацию в государственную информационную систему топливно-энергетического комплекса, %

- Этапы и сроки реализации подпрограммы - Подпрограмма "Обеспечение реализации государственной программы" реализуется в период 2013 - 2020 годов в один этап
- Объемы бюджетных ассигнований подпрограммы - Объем ресурсного обеспечения реализации подпрограммы из средств федерального бюджета по годам составит:
 2013 год - 1 905 602,10 тыс. рублей;
 2014 год - 1 458 073,20 тыс. рублей;
 2015 год - 1 067 917,90 тыс. рублей;
 2016 год - 1 136 906,80 тыс. рублей;
 2017 год - 1 185 859,40 тыс. рублей;
 2018 год - 1 237 466,60 тыс. рублей;
 2019 год - 1 290 127,50 тыс. рублей;
 2020 год - 1 344 342,00 тыс. рублей
- Ожидаемые результаты реализации подпрограммы - 1. Повышение качества и доступности государственных услуг в сфере топливно-энергетического комплекса.
 2. Создание условий для достижения целей, задач государственной программы и подпрограмм, входящих в состав государственной программы.

Общая характеристика сферы реализации подпрограммы, формулировки основных проблем в указанной сфере и прогноз ее развития

Подпрограмма "Обеспечение реализации государственной программы" ориентирована на эффективное обеспечения целей и задач государственной программы, а также обеспечение эффективной деятельности органов государственной власти в сфере топливно-энергетического комплекса. Подпрограмма включает в себя следующие направления:

формирование государственного информационного пространства в сфере топливно-энергетического комплекса для информационно-аналитического обеспечения создания инновационного и эффективного энергетического сектора страны;

совершенствование административных процедур исполнения функций и полномочий Минэнерго России.

Совершенствование административных процедур исполнения функций и полномочий Минэнерго России.

Выполнение Минэнерго России определенных для Министерства государственных функций и государственных услуг осуществляется в соответствии с Положением о Министерстве энергетики Российской Федерации (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400).

В соответствии с государственной программой Российской Федерации "Информационное общество (на 2011 - 2018 годы)", одной из целей данного документа является переход к оказанию всех федеральных государственных услуг в электронном виде к 2015 году, таким образом, Минэнерго России выполняет функции поставщика информации в электронной форме и получателя информации в электронной форме от ФОИВ согласно утвержденному перечню.

Перечни услуг и функций не являются закрытыми и могут изменяться.

Формирование государственного информационного пространства в сфере топливно-энергетического комплекса для информационно-аналитического обеспечения создания инновационного и эффективного энергетического сектора страны

Минэнерго России в течение нескольких лет проводились работы по информатизации ТЭК на основе современных информационно-коммуникационных технологий. Проводились исследовательские и прикладные работы, направленные на создание системы информационно-аналитического обеспечения (СИАО) деятельности Минэнерго России. Основной целью создания СИАО являлось повышение эффективности реализации государственной политики в сфере ТЭК на основе использования единого подхода к формированию и использованию многообразной информации в сфере ТЭК и целенаправленного совершенствования информационного взаимодействия Министерства энергетики с органами государственной власти, органами местного самоуправления, организациями и гражданами. В ходе создания СИАО решались, в частности, следующие задачи:

методологическое обеспечение регламентированного сбора данных в автоматическом режиме по мере наступления событий, а не по запросам;

разработка принципов формирования единого хранилища государственного информационного ресурса ТЭК, организации санкционированного доступа к нему;

разработка принципов интеграции приложений, разработанных и разрабатываемых в рамках СИАО;

создание организационно-методической основы системы моделирования и прогнозирования процессов ТЭК Российской Федерации и мирового ТЭК;

создание имитационной модели управления развитием ТЭК;

создание системы электронного документооборота; системы управления проектами; единого архива текстовых, графических и иных материалов по вопросам деятельности Минэнерго России;

исследование вопросов организации научно-технической деятельности с целью создания информационно-аналитической системы учета результатов научно-технической деятельности.

Было проведено многоцелевое обследование Минэнерго России, в ходе которого были получены данные по всем входящим и исходящим информационным потокам, обусловленным функциональными обязанностями структурных подразделений Министерства, и выявление информационных связей между структурными подразделениями. В результате обследования был разработан проект технической политики Министерства в области информационных технологий и предложена архитектура СИАО. Была создана онлайн-система мониторинга и анализа СМИ по тематике ТЭК.

В 2011 году была создана государственная информационная система в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (ГИС ЭЭ). ГИС ЭЭ обеспечивает всестороннюю информационную поддержку формирования в России энергоэффективного общества как неотъемлемой составляющей развития экономики России по инновационному пути. Существенное повышение уровня энергетической эффективности:

затрагивает все отрасли экономики и социальную сферу, всех производителей и потребителей энергетических ресурсов;

требует государственного регулирования и высокой степени координации действий не только федеральных органов исполнительной власти, но и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, организаций и граждан;

требует мобилизации ресурсов и оптимизации их использования.

В рамках создания ГИС ТЭК предполагается интегрировать ГИС ЭЭ с ГИС ТЭК для оптимизации решения информационно-логических задач (анализ, прогнозирование, формирование отчетности), упрощения и удешевления сбора данных и распространения информации в сфере ТЭК.

Проведена большая методическая работа в рамках подготовки к созданию государственной системы учета и контроля за производством и перемещением нефти и нефтепродуктов (ГС "Нефтеконтроль"). Разработаны Концепция ГС "Нефтеконтроль" и предложения по формированию элементов обеспечения системы на корпоративном уровне.

В 2011 году в Минэнерго России произведена установка программно-технических средств ведомственного сегмента системы межведомственного электронного взаимодействия (СМЭВ) по месту эксплуатации, успешно протестирована работоспособность криптозащищенного канала в адресном пространстве Интернета. Для технического обеспечения электронного взаимодействия и обеспечения сотрудников Министерства средствами электронной цифровой подписи подготовлен открытый аукцион на предоставление Министерству услуг удостоверяющего центра по выдаче и поддержке сертификатов электронной подписи.

В рамках создания ГИС ТЭК и в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 8 сентября 2010 г. № 697 "О единой системе межведомственного электронного взаимодействия" ГИС ТЭК будет сопряжена со СМЭВ, в том числе для предоставления следующих государственных услуг:

ведение государственного реестра саморегулируемых организаций в области энергетических обследований, включая рейтингование качества и стоимости их услуг;

ведение реестра проектируемых, строящихся и введенных в эксплуатацию нефтеперерабатывающих заводов в Российской Федерации;

утверждение инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций;

утверждение нормативов технологических потерь углеводородного сырья при добыче, транспортировке сырья и продуктов его переработки трубопроводным транспортом.

Однако многие проблемы остаются нерешенными.

Одной из ключевых проблем государственного управления в ТЭК является отсутствие современной интегрированной системы,

обеспечивающей информационно-аналитическую поддержку принятия решений во взаимосвязи с управлением другими отраслями экономики, а также эффективную организацию стандартизированного информационного обмена между участниками ТЭК.

В настоящее время информация, характеризующая работу топливно-энергетического комплекса, а также информация, необходимая для анализа и планирования развития ТЭК, собирается, хранится и обрабатывается коммерческими компаниями.

Фактически, информационные ресурсы, необходимые для принятия управленческих решений федеральными органами исполнительной власти, сосредоточены в коммерческих компаниях, которые, в свою очередь, не имеют легальных оснований для сбора такой информации от других коммерческих компаний.

Такая ситуация не исключает потери, искажения информации, а также существенных задержек в ее получении.

Отсутствие в настоящее время в Минэнерго России современной интегрированной системы, обеспечивающей информационно-аналитическую поддержку и средства программно-целевого планирования и управления реализацией мероприятий ЭС-2030, а также эффективной организации стандартизированного информационного обмена между участниками ТЭК, является базовой проблемой, затрудняющей реализацию государственной энергетической политики.

Помимо трудностей в реализации государственной энергетической политики наличие этой базовой проблемы снижает результативность предпринимаемых мер по повышению эффективности государственного управления ТЭК и приводит к множеству прикладных проблем. Некоторые прикладные проблемы, выявленные в ходе обследований предметной области:

№ п/п	Наименование проблемы	Причина возникновения
1.	Отсутствие в Минэнерго России современной интегрированной системы, реализующей программно-целевой метод управления отраслью.	Проблема возникла в связи с существенной перестройкой экономических отношений в отрасли.
2.	Отсутствие стандартизированного	Отсутствие единой согласованной модели данных ТЭК,

№ п/п	Наименование проблемы	Причина возникновения
	информационного обмена между участниками ТЭК.	универсальной модели обмена информацией, методологии учета деятельности организаций и объектов ТЭК.
3.	Недостаточное информационное обеспечение надзора за безопасностью объектов ТЭК.	Одной из причин является отсутствие регулярного сбора достоверных данных, позволяющих оценивать безопасность объектов ТЭК и принимать упреждающие меры.
4.	Не реализован потенциал организационного и технологического энергосбережения.	Одной из причин является отсутствие регулярного сбора достоверных данных, необходимых для подготовки и осуществления решений по реализации потенциала энергосбережения. Задача решается в рамках развития ГИС "Энергоэффективность" и ее интеграции с ГИС ТЭК.
5.	Не сформирована благоприятная экономическая среда.	В недостаточной степени обеспечена открытость и прозрачность процессов выработки ключевых решений, соблюдения принятых решений. Недостаточно развиты механизмы рыночной торговли энергоносителями (торговые площадки и торговые системы). Недостаточно развит рынок энергосервисных контрактов. Не сформирована рациональная система внутренних цен на энергоносители. В рамках развития ГИС ТЭК будет сформирована система надзора за рынками энергоресурсов,

№ п/п	Наименование проблемы	Причина возникновения
		обеспечен мониторинг в целях поддержки ФСТ, ФАС и Минэнерго России, а также мониторинг возможностей в интересах инвесторов (в областях модернизации ТЭК и энергосервиса).
6.	Не организована эффективная информационная поддержка экологической политики в Российской Федерации.	<p>Недостаточный объем сбора и анализа информации для качественного формирования и выполнения государственной экологической политики.</p> <p>Отсутствие комплексной системы управления рисками в области охраны окружающей среды в сфере ТЭК.</p> <p>Слабое вовлечение населения и добровольческих организаций в общее информационное поле при формировании экологической политики.</p>
7.	Ненадлежащий учет экологических требований при формировании организациями ТЭК своей технической политики.	Отсутствие единой базы данных экологических требований.
8.	Неполное предотвращение кризисных ситуаций в топливообеспечении тепло и электроэнергетики при прохождении осенне-зимнего периода.	Нескоординированные действия участников рынка и государства, связанные с отсутствием необходимой информации при планировании добычи энергоносителей, создания запасов, поставок на внутренний рынок и на экспорт.
9.	Неполное предотвращение кризисных ситуаций связанных с дефицитом сжиженных	Запаздывающие действия органов государственного управления по таможенному, антимонопольному

№ п/п	Наименование проблемы	Причина возникновения
	углеводородных газов на внутреннем рынке и резким повышением цен.	и налоговому регулированию, связанные с отсутствием необходимой информации.
10.	Нерациональное использование попутного нефтяного газа.	Отсутствие информационных ресурсов для выполнения работ по всему комплексу задач планирования освоения новых нефтегазовых месторождений и развития инфраструктуры переработки и поставок попутного нефтяного газа.
11.	Наблюдаются периоды резкого повышения цен на моторное топливо и твердое топливо, включая технологическое (металлургия), на внутреннем рынке.	Запаздывающие действия органов государственного управления по таможенному, антимонопольному и налоговому регулированию, связанные с отсутствием необходимой информации.
12.	Наблюдается рост числа хищений нефти и нефтепродуктов с объектов производственной и транспортной инфраструктуры с последующей легализацией и сбытом. Наблюдается несоответствие объемов производства отдельных видов нефтепродуктов и объемов их вывоза за территорию страны, что свидетельствует о преднамеренной пересортице видов нефтепродуктов в целях ухода от уплаты таможенных платежей.	Отсутствие оперативного и достаточного обмена данными между федеральными органами исполнительной власти, осуществляющими контроль и учет добычи, переработки и транспортировки нефтепродуктов. Отсутствие целостной системы мониторинга и балансового учета добычи, переработки и транспортировки нефтепродуктов, обеспечивающих высокий уровень детализации данных по субъектам производства и потребления, видам и способам транспортировки нефтепродуктов, в том числе при осуществлении поставок за границы Российской Федерации. Отсутствие однозначной идентификации производителей нефти и нефтепродуктов на всех

№ п/п	Наименование проблемы	Причина возникновения
		<p>этапах добычи, переработки и транспортировки нефтяного сырья и нефтепродуктов.</p> <p>Отсутствие гармонизированного классификатора нефтепродуктов и согласованной методики их учета, позволяющих определить соответствие объемов производства и фактической реализации нефтепродуктов.</p> <p>Высокая величина погрешностей средств измерения, используемых при добыче, переработке и транспортировке нефтяного сырья и нефтепродуктов.</p>
13.	<p>Рост числа неконтролируемых мини-НПЗ, объектов перевалки и временного хранения нефтепродуктов, не соблюдающих требования технического регламента к качеству выпускаемых нефтепродуктов, осуществляющих производство и способствующих распространению контрафактной продукции в нефтяной сфере</p>	<p>Отсутствие обязательности отчетности по своей производственной деятельности в единую государственную систему контроля и учета добычи (производства), хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов, позволяющей обнаружить источники появления контрафактной продукции методами балансового учета.</p>
14.	<p>Наблюдаются кризисные ситуации в области обеспечения дефицитными марками угля для коксования в черной металлургии.</p>	<p>Недостаточная координация действий по воспроизводству минерально-сырьевой базы дефицитных марок угля для коксования из-за отсутствия необходимой информации.</p>
15.	<p>Кризисы в сфере топливообеспечения регионов.</p>	<p>Нескоординированные действия участников рынка и органов государственного управления, связанные с отсутствием необходимой информации, в том числе об изменении</p>

№ п/п	Наименование проблемы	Причина возникновения
16.	Кризисы, связанные с дефицитом генерации и распределения электроэнергии на внутреннем рынке и резким повышением цен.	производственного потенциала угледобывающих предприятий. Запаздывающие действия органов государственного управления по таможенному, антимонопольному и налоговому регулированию, связанные с отсутствием необходимой информации.
17.	Нерациональное использование основного оборудования электроэнергетики и персонала.	Отсутствие единого информационного поля по всему комплексу оборудования объектов и нормативно-справочной информации. Задача решается в рамках развития подсистемы ведения единой НСИ ГИС ТЭК.

Дополнительной проблемой является отсутствие единой картины состояния энергетики в регионах. Разнородность и неполнота первичных данных делают невозможным применение унифицированного метода их агрегации для получения сводных данных по энергопотреблению в регионах. Энергобаланс, обычно, приходится оценивать экспертно по косвенным данным, что крайне затруднительно в связи с дефицитом организационных ресурсов в соответствующих региональных органах (департаментах ТЭК, тарифных службах и др.).

В соответствии со сводным планом "дорожной картой" мероприятий государственной энергетической политики на период до 2030 года, обеспечивающих реализацию ЭС-2030, ГИС ТЭК должна быть создана на первом этапе реализации ЭС-2030. ГИС ТЭК будет являться базовым информационным механизмом осуществления государственной энергетической политики.

ГИС ТЭК - комплексная информационная система, обеспечивающая сбор, хранение и обработку информации об истории, состоянии и прогнозах развития ТЭК (перечень видов информации приведен в приложении), а также программные средства, обеспечивающие обработку такой информации.

ГИС ТЭК состоит из:

интеграционного сегмента - предназначен для сбора, обработки информации для включения в ГИС ТЭК, хранения такой информации, обеспечения доступа к ней, ее предоставления и распространения путем обеспечения взаимодействия данной системы, отраслевых сегментов ГИС ТЭК и иных информационных систем;

отраслевых сегментов - предназначены для сбора, обработки информации о состоянии и прогнозе развития отраслей топливно-энергетического комплекса, хранения такой информации, обеспечения доступа к ней, ее предоставления и распространения.

ГИС ТЭК призвана стать целостным федеральным информационно-аналитическим базисом системы государственного управления (а не собственным ресурсом ТЭК), обеспечивающим всесторонний анализ ситуации и тенденций развития в мировой экономике, политике, природопользовании с учетом обработки и анализа данных и учета всех факторов, в том числе из смежных с ТЭК отраслей (сельского хозяйства, машиностроения, транспорта и т.п.).

Развитие ГИС ТЭК позволит не только решить отмеченные выше проблемы или, по меньшей мере, снизить влияние этих проблем на результаты деятельности предприятий и организаций ТЭК, но и в значительной степени повысить эффективность всех направлений деятельности за счет оперативного предоставления качественной информации.

Приоритеты государственной политики в сфере реализации подпрограммы, цели, задачи и показатели (индикаторы) достижения целей и решения задач, описание основных ожидаемых конечных результатов подпрограммы и сроков реализации подпрограммы

Приоритеты государственной политики в сфере реализации подпрограммы соответствуют приоритетам в сфере реализации государственной программы и направлены на реализацию целей и задач энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030), в части создания инновационного и эффективного энергетического сектора страны.

Кроме того, применительно к сферам реализации подпрограммы определены следующие приоритеты государственной политики:

Формирование государственного информационного пространства в сфере топливно-энергетического комплекса для информационно-

аналитического обеспечения создания инновационного и эффективного энергетического сектора страны

В соответствии с Федеральным законом от 3 декабря 2011 г. № 382-ФЗ "О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса" можно выделить следующие приоритетные задачи, возлагаемые на ГИС ТЭК.

Задача 1. Ведение актуальной, единой, согласованной модели ТЭК, включая ключевые сегменты энергохозяйства, единые справочники и классификаторы. Решение этой задачи достигается путем создания и использования: модели данных ГИС ТЭК; универсальной модели обмена информацией; единой нормативно-справочной информации ТЭК.

Задача 2. Регулярный сбор оперативных данных с объектов ТЭК. Решение этой задачи достигается путем создания и использования методологии учета деятельности организаций и объектов ТЭК и соответствующей подсистемы ГИС ТЭК, отвечающей за сбор данных. Регулярный сбор данных обеспечит: оценку безопасности объектов ТЭК и принятие упреждающих мер в сфере безопасности; подготовку и осуществление решений по реализации потенциала энергосбережения; качественное формирование и выполнение государственной экологической политики.

Задача 3. Мониторинг состояния ТЭК. Мониторинг состояния ТЭК, включая информационное обеспечение возможности адекватного контроля всех операций над энергоносителями от добычи до реализации, исключающего непроизводительные потери (хищения) энергоносителей и снижающего неплатежи за энергоносители, полностью основан на регулярно собираемых данных в интеграционном и отраслевых сегментах ГИС ТЭК. В рамках мониторинга состояния ТЭК будет также осуществляться контроль за соблюдением субъектами оптового и розничного рынков электрической энергии и мощности требований законодательства Российской Федерации.

Задача 4. Информационное обеспечение координации действий участников рынка энергоносителей и государства при планировании добычи энергоносителей, создания запасов, поставок на внутренний рынок и на экспорт. Решение этой задачи достигается путем создания оперативных и достоверных данных от организаций ТЭК, федеральных и региональных органов исполнительной власти, муниципалитетов, включающих как данные о добыче и производстве энергоносителей, так и

планы потребления, и предоставление доступа к этим данным и к инструментам их обработки всем заинтересованным сторонам.

Задача 5. Управление оптимизацией тарифов на энергоносители на основе данных о затратах и фактической себестоимости продукции предприятий ТЭК. Решение этой задачи обеспечивается, как сбором необходимых данных в ГИС ТЭК, так и взаимодействием с другими государственными информационными системами, такими как Федеральная государственная информационная система "Единая информационно аналитическая система ФСТ России".

Задача 6. Информационное обеспечение действий органов государственного управления по таможенному, антимонопольному и налоговому регулированию. Решение этой задачи обеспечивается собираемой и хранимой в ГИС ТЭК информацией: о рынках, ценообразовании, тарифах и фактических ценах на энергетические ресурсы, налогах и сборах, включая акцизы, таможенных и иных пошлинах, экспортно-импортных операциях с энергоносителями; об объемах и о направлениях транспортировки энергоносителей; об использовании объектов государственной инфраструктуры, связанных с отгрузкой (перевалкой) энергоносителей.

Задача 7. Информационное обеспечение решений, направленных на устойчивое развитие ТЭК и обеспечение энергетической безопасности. Решение этой задачи основано на собираемой и хранимой в ГИС ТЭК информации о прогнозах и сценарных моделях развития секторов энергетики России, секторов мировой энергетики, прогнозах технологического развития энергетики, прогнозах состояния энергетической безопасности страны и ее регионов и отраслей топливно-энергетического комплекса.

Задача 8. Контроль безопасности и устойчивости ТЭК, управление в чрезвычайных ситуациях. Решение этой задачи основано на оперативном регулярном сборе достоверных данных об объектах ТЭК, характеризующих безопасность этих объектов, а также сборе информации об инцидентах, авариях, о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, создающих угрозу безопасности на объектах ТЭК.

Задача 9. Управление программами и проектами развития ТЭК. В рамках этой задачи осуществляется мониторинг целевых показателей и управление программами и проектами развития ТЭК на федеральном, региональном и муниципальном уровнях, в том числе управление настоящей государственной программой, а также другими

перспективными программами, в том числе программами воспроизводства минерально-сырьевой базы дефицитных марок угля для коксования, на основе объективной информации, собираемой в ГИС ТЭК, в том числе об изменении производственного потенциала предприятий ТЭК.

Задача 10. Информационное обеспечение мероприятий по увеличению объема производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов, в том числе с использованием биохимических и геохимических методов. Решение этой задачи осуществляется с помощью единой подсистемы управления проектами, входящей в состав ГИС ТЭК, и основано на регулярном сборе достоверных данных в сфере ВИЭ, в том числе о мировой и отечественной практике использования биохимических и геохимических методов.

Задача 11. Поддержка информационного взаимодействия различных сегментов ТЭК и участников транспортного процесса. Решение этой задачи позволит участникам ГИС ТЭК получать оперативную и достоверную информацию о планируемых и фактических перемещениях энергоресурсов по территории России, что позволит им более точно планировать свою деятельность и снижать управленческие издержки.

Задача 12. Создание и использование единой базы данных по всему комплексу оборудования объектов ТЭК. Решение этой задачи позволит проводить обоснованную оценку технического состояния объектов ТЭК, принимать обоснованные решения в инновационной сфере и в сфере привлечения инвестиций.

Для решения этой задачи в ГИС ТЭК собирается информация о технических характеристиках установленного на объектах ТЭК оборудования, предназначенного для обеспечения всех видов операций над энергоносителями, в том числе их техническом состоянии, установленных и применяемых на них технических устройствах и средствах измерений (приборах учета энергоносителей), о планируемых и проведенных ремонтах, подготовке к осенне-зимнему периоду и его прохождении.

Дополнительно в ГИС ТЭК будет храниться информация об объемах, номенклатуре и техническом уровне выпускаемого оборудования и материалов для сферы ТЭК, что позволит предприятиям ТЭК проводить более обоснованную политику в сфере технического перевооружения.

Задача 13. Информационная поддержка нормотворческой деятельности. Для решения этой задачи в ГИС ТЭК будут храниться

нормативные правовые, нормативные технические акты, регламенты, методики, регулирующие процессы сбора данных в ГИС ТЭК, а также предоставляться инструменты для подготовки проектов новых документов.

Кроме того, в ГИС ТЭК будет храниться информация о международных договорах России и государственных нормативных правовых актах, регулирующих отношения в сфере использования топливно-энергетических ресурсов.

Задача 14. Информационное обеспечение управления трудовыми ресурсами. Для решения этой задачи в ГИС ТЭК будет собираться и храниться информация о кадровом потенциале, квалификации, движении рабочей силы, профессиональной подготовке и переподготовке кадров в сфере ТЭК, а также информация об охране труда и о производственном травматизме на объектах ТЭК.

Задача 15. Прогнозирование развития ТЭК и поддержка принятия решений, в том числе на основе анализа и прогноза развития мирового ТЭК. Для решения этой задачи будет использоваться подсистема анализа и прогноза ГИС ТЭК, функционирующая на основе собираемых данных и прогностической модели ТЭК России и мирового ТЭК. Использование прогностической модели позволит:

формировать оптимальный сценарий развития ТЭК России с учетом имеющихся возможностей и ограничений, а также с учетом анализа возможных последствий внешних событий, таких как появление и использование новых технологий в странах-импортерах ресурсов, развитие международной газотранспортной инфраструктуры и др.;

уточнять государственную политику в сфере ТЭК в соответствии с полученным прогнозом;

анализировать экономическую эффективность организационно-технических решений в сфере регулирования ТЭК и моделировать альтернативные методы регулирования (в том числе - ценового), субсидирования, концессионной политики;

принимать обоснованные решения для улучшения экологической обстановки, повышения безопасности объектов ТЭК, сокращения затрат.

Задача 16. Поддержка деловых процессов управления ТЭК на основе технологий электронного документооборота и электронного обмена данными. Решение этой задачи направлено на сокращение управленческих издержек за счет максимального использования оперативных и достоверных централизованных данных, что позволит сократить

необходимый документооборот, переводя его полностью в электронный вид, с одновременным повышением качества принимаемых решений.

Задача 17. Создание единой базы данных экологических требований. Решение этой задачи позволит организациям ТЭК единым и согласованным образом учитывать экологические требования при формировании своей технической политики, что обеспечит, в свою очередь, возможность обмена опытом и ориентацию на лучшие технические решения.

Задача 18. Мониторинг экологической безопасности. Решение этой задачи обеспечивается сбором соответствующих характеристик объектов ТЭК, их анализом и прогнозом развития экологической ситуации в сочетании с управлением реализацией программ и проектов в области экологической безопасности на федеральном, региональном и муниципальном уровнях.

Задача 19. Управление программами улучшения экологической ситуации путем совершенствования технологий операций над энергоносителями, в том числе с использованием биохимических и геохимических методов. Решение этой задачи осуществляется с помощью специализированной подсистемы экологической безопасности, а также единой подсистемы управления проектами, входящими в состав ГИС ТЭК, и основано на регулярном сборе достоверных данных в сфере экологической ситуации, в том числе о мировой и отечественной практике использования биохимических и геохимических методов.

Задача 20. Вовлечение населения и добровольческих организаций в общее информационное поле при формировании экологической политики. Эта задача решается с использованием единого портала ГИС ТЭК в подсистеме взаимодействия с пользователями ГИС ТЭК и задела в сфере взаимодействия с населением и добровольческими организациями, созданного на этапах создания и эксплуатации государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Задача 21. Предоставление государственных услуг Минэнерго России в электронном виде. Эта задача направлена на предоставление в электронном виде государственных услуг и выполнение государственных функций Минэнерго России, в том числе:

ведение государственного реестра саморегулируемых организаций в области энергетических обследований, включая рейтингование качества и стоимости их услуг;

ведение реестра проектируемых, строящихся и введенных в эксплуатацию нефтеперерабатывающих заводов в Российской Федерации;

утверждение инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций;

утверждение нормативов технологических потерь углеводородного сырья при добыче, транспортировке сырья и продуктов его переработки трубопроводным транспортом;

утверждение нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных;

утверждение нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии;

утверждение нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям;

утверждение нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных;

рассмотрение обращений граждан Российской Федерации.

В качестве ключевых индикаторов, характеризующих достижение поставленных целей и решение задач, планируется использовать показатели, отвечающие всем предъявляемым к ним требованиям: адекватности и объективности, своевременности и регулярности, экономичности, достоверности и сопоставимости, точности и однозначности:

Доля федеральных органов исполнительной власти (субъектов государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса), предоставляющих информацию в государственную информационную систему топливно-энергетического комплекса в автоматическом режиме, %;

Доля субъектов государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса, предоставляющих информацию в государственную информационную систему топливно-энергетического комплекса, %.

Сведения о показателях (индикаторах) подпрограммы представлены в таблице 1.

Доля федеральных органов исполнительной власти. Характеризует охват федеральных органов исполнительной власти, информационные

системы которых полностью интегрированы с ГИС ТЭК, что обеспечивает сбор данных в соответствии с федеральным законом "О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса" в автоматическом режиме.

Доля объектов ТЭК. Характеризует охват объектов ТЭК при сборе данных, а следовательно, полноту данных. Полнота данных влияет на точность оценок, результатов анализа и прогноза в сфере добычи, производства, переработки энергоносителей, а также их перемещения по территории Российской Федерации.

Совершенствование административных процедур оказания государственных услуг и выполнения государственных функций в сфере топливно-энергетического комплекса.

В соответствии с программой Правительства Российской Федерации по повышению эффективности бюджетных расходов до 2012 года, одной из целей Программы определено создание условий для повышения эффективности деятельности публично-правовых образований по выполнению государственных (муниципальных) функций и обеспечению потребностей граждан и общества в государственных (муниципальных) услугах, увеличению их доступности и качества, реализации долгосрочных приоритетов и целей социально-экономического развития. Для достижения данной цели Программой определены следующие задачи:

четкое определение сферы ответственности, как публично-правовых образований, так и органов государственной власти и органов местного самоуправления соответствующих публично-правовых образований;

создание условий для повышения эффективности деятельности публично-правовых образований по обеспечению государственных (муниципальных) услуг.

Мероприятия данной подпрограммы носят обеспечивающий характер, однако их планирует реализовывать посредством создания, развития и внедрения инновационных технологий. Информация о мероприятиях подпрограммы, их эффектах и результатах, инновационных и технологических направлениях, развиваемых в рамках выполнения мероприятий подпрограммы, инновационных технологий по указанным направлениям приведена в таблице ниже.

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
--------------------------	----------------------	---------------------------------	------------------------

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
<p>Организация и проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на совершенствование процессов сбора, обработки, хранения и использования информационных ресурсов топливно-энергетического комплекса и создание государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса</p>	<p>Проектирование государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса</p>	<p>Информационные и управленческие технологии</p>	<p>ГИС ТЭК</p>
<p>Формирование государственного информационного пространства в сфере топливно-энергетического комплекса для информационно-аналитического обеспечения создания инновационного и эффективного энергетического</p>	<p>Повышение эффективности управления ТЭК России Формирование государственного информационного пространства в сфере топливно-энергетического комплекса для информационно-аналитического обеспечения</p>	<p>Новые технологии формирования единого государственного информационного пространства</p>	<p>ГИС ТЭК ГИС в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности</p>

Мероприятие подпрограммы	Эффекты и результаты	Направления развития технологий	Инновации / технологии
сектора страны	создания инновационного и эффективного ТЭК страны		Осуществление финансирования мероприятий по развитию указанных в таблице инновационных технологий планируется за счет средств федерального бюджета, запланированных на реализацию мероприятий подпрограммы 7 данной государственной программы.

Характеристика основных мероприятий подпрограммы

Основное мероприятие 7.1. Организация и проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на совершенствование процессов сбора, обработки, хранения и использования информационных ресурсов топливно-энергетического комплекса и развитие государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса.

В соответствии с ГОСТ 2.119-73 для сложных информационных систем на предпроектной стадии должен быть включен этап разработки под названием "Эскизный проект".

Эскизное (системное) проектирование (ГОСТ 2.119-73 Эскизный проект) - стадия создания информационной системы (далее - Системы), выполняемая с целью установления принципиальных (конструктивных, схемных и др.) решений Системы, дающих общее представление о принципе работы, устройстве Системы, трудозатратах и стоимости создания Системы.

При разработке эскизного проекта выполняются работы, необходимые для обеспечения предъявляемых к системе требований и позволяющие установить принципиальные решения. Связующим документом эскизного проекта является "Пояснительная записка к эскизному проекту".

Эскизный проект содержит:

- а) спецификацию программно-аппаратного комплекса прототипа;

б) результаты проектных решений по Системе и ее частям, включающие в себя описание функций информационной системы, функций подсистем, их целей и задач, состава комплексов задач и отдельных задач;

в) описание функций и состав информационной системы;

г) функции и параметры основных программных средств;

д) состав компонентов системы;

е) структуру, принципы построения и взаимодействие компонентов системы (архитектура системы) с учетом использования уже существующих автоматизированных систем.

В рамках проектирования государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса будут выполнены следующие основные работы:

1. Разработана и уточнена функциональная и концептуальная архитектура сегментов ГИС ТЭК на интеграционный сегмент, газовый сегмент, сегмент нефтяной отрасли, сегмент инновационной и возобновляемой энергетики, сегмент угольной отрасли, сегмент электроэнергетики и теплоэнергетики, сегмент энергосбережения и энергетической эффективности. Уточнены цели и задачи каждого сегмента ГИС ТЭК и Системы в целом. Сформулированы основные регламенты по использованию ГИС ТЭК в разрезе типов пользователей.

2. Описаны и обоснованы технологии по реализации сегментов ГИС ТЭК и Системы в целом, включая функциональный блок информационной безопасности, функциональный блок обеспечения надежности, функциональный блок единого хранилища данных, функциональный блок интеграции, функциональный блок прямого сбора данных, функциональный блок раскрытия и визуализации информации, функциональный блок поддержки принятия решения, функциональный блок управления деловыми процессами, функциональный блок поддержки эксплуатации, функциональный блок управления программами и проектами и функциональный блок мониторинга СМИ.

3. Проведено обследование предметной области и сформулирована модель показателей и индикаторов ГИС ТЭК. Для каждого показателя и индикатора описана модель и методика его расчета, диапазон допустимых значений, способы верификации и определения точности значения.

4. Детализировано финансово-экономическое обоснование создания и развития ГИС ТЭК в части стоимости создания и эксплуатации ГИС ТЭК.

В соответствии с Федеральным законом от 3 декабря 2011 г. № 382-ФЗ "О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса" ГИС ТЭК состоит из интеграционного сегмента и отраслевых сегментов по направлениям ТЭК.

Основу интеграционного сегмента ГИС ТЭК составляют централизованные подсистемы:

- подсистема информационной безопасности (ПИБ);
- подсистема обеспечения надежности (ПОН);
- подсистема единого хранилища данных (ЕХД);
- подсистема интеграции (ПИ);
- подсистема прямого сбора данных (ППСД);
- подсистема раскрытия и визуализации информации (ПРВИ);
- подсистема поддержки принятия решений (ПППР);
- подсистема управления деловыми процессами (ПУДП);
- подсистема поддержки эксплуатации (ППЭ);
- подсистема управления программами и проектами (ПУП);
- подсистема мониторинга СМИ (ПМСМИ).

Единое хранилище данных будет использовать модель данных ГИС ТЭК и состоять из:

- единой базы метаданных (БМД);
- модуля управления единой базой метаданных;
- хранилища единой НСИ;
- модуля управления единой НСИ;
- сводного хранилища ОИ по объектам потребления;
- сводного хранилища ОИ по объектам ТЭК;
- ВИ-хранилища.

Модуль управления единой базой метаданных, входящий в состав ЕХД, будет являться технологическим ядром ГИС ТЭК, обеспечивающим метаинформацией все подсистемы ГИС ТЭК и их модули, а также взаимодействие ГИС ТЭК с внешними информационными системами.

На концептуальном уровне БМД является методологической основой создания системы как интегрированного целостного комплекса программ и данных.

На информационно-логическом уровне БМД рассматривается как семантический слой, обеспечивающий доступ пользователей и программ ко всем типам данных ГИС ТЭК, независимо от их происхождения и места хранения, а также правильное понимание этих данных.

На организационно-техническом уровне БМД сокращает сроки и повышает качество работ, стимулируя унификацию и стандартизацию программных решений.

Функции БМД ГИС ТЭК:

ввод, редактирование, хранение и распространение по установленным регламентам единых метаданных и изменений в единых метаданных;

управление процессом обмена данными в среде ГИС ТЭК по установленным регламентам и загрузки данных в хранилище ОИ ГИС ТЭК;

обеспечение доступа к данным, находящимся в ЕХД и ХДС ГИС ТЭК;

обеспечение информационного взаимодействия с инфраструктурой информационного общества, включая подключение к федеральной системе межведомственного электронного взаимодействия (СМЭВ) в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 8 сентября 2010 г. № 697 "О единой системе межведомственного электронного взаимодействия", для взаимодействия с государственными и ведомственными информационными системами, в том числе с:

государственной автоматизированной системой "Управление" (ГАСУ);

федеральной государственной информационной системой ЕИАС ФСТ России;

единой межведомственной информационно-статистической системой (ЕМИСС);

порталом государственных услуг (ПГУ);

информационными системами ФНС, Ростехрегулирования, Росстата; другими государственными и ведомственными системами, а также с единым пространством доверия электронной цифровой подписи (ЕПД ЭЦП).

Последние три функции будут обеспечиваться подсистемой интеграции интеграционного сегмента ГИС ТЭК. При этом обмен данными предлагается осуществлять с использованием протокола SOAP (для повышения производительности возможна передача XML-документов напрямую через http).

В рамках ЕХД будет реализован модуль ведения единой НСИ, предназначенный для централизованного ведения данных (в том числе для отраслевых сегментов) по всем типам сущностей ГИС ТЭК. Допускается

(избыточное) хранение части НСИ в отраслевых сегментах ГИС ТЭК. Однако, ведение всей НСИ осуществляется в интеграционном сегменте ГИС ТЭК.

Функции модуля ведения единой НСИ:

загрузка из внешних систем, ввод, редактирование, хранение и распространение по установленным регламентам в отраслевые сегменты данных и метаданных НСИ и изменений в данных и метаданных НСИ;

поддержка версий объектов НСИ;

обеспечение доступа к данным и метаданным НСИ.

Модуль ведения единой НСИ с использованием подсистемы интеграции будет поддерживать в актуальном состоянии:

ЕГРЮЛ и ЕГРИП, получаемые из ФНС, включая все необходимые предметные коллекции юридических лиц и индивидуальных предпринимателей - субъектов ТЭК и субъектов потребления;

ЕГРП, получаемый из Росреестра, включая все необходимые предметные коллекции объектов недвижимости - объектов ТЭК и объектов потребления;

общероссийские классификаторы, получаемые из Ростехрегулирования, Росстата и других ведомств;

другие классификаторы, реестры и справочники, необходимые для функционирования ГИС ТЭК.

В рамках этого мероприятия осуществляются:

создание архитектурного комитета ГИС ТЭК;

обследование предметной области;

разработка концепции ГИС ТЭК;

разработка модели данных ТЭК, универсальной модели обмена информацией, прогностической модели ТЭК России и мирового ТЭК, методологии учета деятельности организаций и объектов ТЭК;

разработка предложений по изменениям в существующих документах, создающих нормативную правовую основу для сбора и обработки данных ТЭК;

разработка проектов нормативных правовых актов, обеспечивающих сбор данных в соответствии с моделью данных ГИС ТЭК и универсальной моделью обмена информацией;

разработка архитектуры ГИС ТЭК, включая архитектуру деятельности, архитектуру данных, архитектуру приложений и технологическую архитектуру;

разработка технического задания на развитие ГИС ТЭК;

разработка технического проекта интеграционного сегмента ГИС ТЭК;

рабочее проектирование интеграционного сегмента ГИС ТЭК, предварительные испытания, опытная эксплуатация и приемочные испытания интеграционного сегмента ГИС ТЭК.

Интеграция государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности с ГИС ТЭК и создание отраслевых сегментов ГИС ТЭК.

Все отраслевые сегменты ГИС ТЭК будут состоять из:

подсистемы сбора данных с объектов ТЭК (ПСД);

хранилища данных, содержащего ОИ по отраслевым объектам ТЭК, и другую специфическую отраслевую информацию (ХДС);

подсистемы оперативной и аналитической отчетности (ПОАО);

типовых подсистем информационной безопасности, обеспечения надежности, поддержки эксплуатации;

прочих специфических для сегмента подсистем.

В рамках этого мероприятия осуществляются:

Проведение предпроектного обследования, разработка ТЗ и ЧТЗ на подсистемы сегмента газовой отрасли.

Проведение предпроектного обследования, разработка ТЗ и ЧТЗ на подсистемы сегмента нефтяной отрасли.

Проведение предпроектного обследования, разработка ТЗ и ЧТЗ на подсистемы сегмента инновационной и возобновляемой энергетики.

Проведение предпроектного обследования, разработка ТЗ и ЧТЗ на подсистемы сегмента угольной отрасли.

Проведение предпроектного обследования, разработка ТЗ и ЧТЗ на подсистемы сегмента электроэнергетики и теплоэнергетики.

Проведение предпроектного обследования, разработка ТЗ и ЧТЗ на подсистемы сегмента энергосбережения и энергетической эффективности.

Разработка (техническое и рабочее проектирование), проведение автономных и комплексных предварительных испытаний сегмента газовой отрасли.

Разработка (техническое и рабочее проектирование), проведение автономных и комплексных предварительных испытаний сегмента нефтяной отрасли.

Разработка (техническое и рабочее проектирование), проведение автономных и комплексных предварительных испытаний сегмента инновационной и возобновляемой энергетики.

Разработка (техническое и рабочее проектирование), проведение автономных и комплексных предварительных испытаний сегмента угольной отрасли.

Разработка (техническое и рабочее проектирование), проведение автономных и комплексных предварительных испытаний сегмента электроэнергетики и теплоэнергетики.

Разработка (техническое и рабочее проектирование), проведение автономных и комплексных предварительных испытаний сегмента энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Обучение пользователей, опытная эксплуатация, приемочные испытания, ввод в промышленную эксплуатацию, гарантийное и послегарантийное обслуживание сегмента газовой отрасли.

Обучение пользователей, опытная эксплуатация, приемочные испытания, ввод в промышленную эксплуатацию, гарантийное и послегарантийное обслуживание сегмента нефтяной отрасли.

Обучение пользователей, опытная эксплуатация, приемочные испытания, ввод в промышленную эксплуатацию, гарантийное и послегарантийное обслуживание сегмента инновационной и возобновляемой энергетики.

Обучение пользователей, опытная эксплуатация, приемочные испытания, ввод в промышленную эксплуатацию, гарантийное и послегарантийное обслуживание сегмента угольной отрасли.

Обучение пользователей, опытная эксплуатация, приемочные испытания, ввод в промышленную эксплуатацию, гарантийное и послегарантийное обслуживание сегмента электроэнергетики и теплоэнергетики.

Обучение пользователей, опытная эксплуатация, приемочные испытания, ввод в промышленную эксплуатацию, гарантийное и послегарантийное обслуживание сегмента энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Основное мероприятие 7.2. Формирование, хранение, ведение и организация использования информационных ресурсов топливно-энергетического комплекса, организационно-технологическое сопровождение функционирования государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса.

В рамках этого мероприятия осуществляются:

аренда технической инфраструктуры и лицензий;

информационно-техническое сопровождение сегментов;

проведение курсов по обучению новых пользователей сегментов;
консультирование пользователей (включая содержание единого центра телефонного обслуживания ГИС ТЭК);

разработка новых и модернизация существующих электронных формуляров и регламентов сбора данных и публикации информации отраслевых сегментов.

Основное мероприятие 7.3. Обеспечение деятельности Минэнерго России.

В рамках этого мероприятия осуществляются работы по обеспечению текущей деятельности Минэнерго России в части выполнения полномочий Минэнерго России, определенных в соответствии с Положением о Министерстве энергетики Российской Федерации (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400) (в редакции постановлений Правительства Российской Федерации от 13 октября, 7 ноября, 29 декабря 2008 г., 27 января, 12 августа, 22 декабря 2009 г., 20 февраля, 15 июня, 26 июля, 13 ноября 2010 г., 24 марта 2011 г.)

Кроме обеспечения текущей деятельности, в рамках проводимой административной реформы, Минэнерго России осуществляет работы по:

разработке и утверждению административных регламентов исполнения государственных функций и предоставления государственных услуг Министерства энергетики Российской Федерации;

переходу на оказание государственных услуг и осуществление государственных функций Министерства энергетики Российской Федерации в электронном виде;

переходу Минэнерго России на межведомственное и межуровневое взаимодействие при предоставлении государственных услуг.

Характеристика мер государственного регулирования

Главным механизмом осуществления государственного регулирования в ходе реализации подпрограммы, в части создания и развития государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса, является формирование системы нормативных правовых актов в соответствии с Федеральным законом от 3 декабря 2011 г. № 382 "О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса".

В среде ГИС ТЭК также реализуется информационное обеспечение всех мер государственного регулирования в рамках настоящей государственной программы и ее подпрограмм.

Прогноз сводных показателей государственных заданий на период реализации подпрограммы

В рамках подпрограммы не предусматривается выполнение государственных заданий на оказание государственных услуг (выполнение работ).

Характеристика основных мероприятий, реализуемых субъектами Российской Федерации

В рамках реализации подпрограммы субъекты Российской Федерации осуществляют наполнение и использование государственного информационного ресурса, поддерживаемого ГИС ТЭК в соответствии с положениями Федерального закона от 3 декабря 2011 г. № 382-ФЗ "О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса" и подзаконных нормативно-правовых актов.

Информация об участии государственных корпораций, акционерных обществ с государственным участием, общественных, научных и иных организаций в реализации подпрограммы

В части ГИС ТЭК степень и форма участия государственных корпораций, акционерных обществ с государственным участием, общественных, научных и иных организаций в реализации подпрограммы определена в разделе 8 государственной программы при описании Задачи 4. Содействие инновационному развитию топливно-энергетического комплекса.

Обоснование объема финансовых ресурсов, необходимых для реализации подпрограммы

Объем финансовых ресурсов на 2013 - 2020 годы, необходимый для реализации Подпрограммы 7. "Обеспечение реализации государственной программы" составляет 10 626 295,50 тыс. рублей (Таблица 6)

В том числе:

из средств федерального бюджета: 10 626 295,50 тыс. рублей

Указанные расходы подлежат ежегодному уточнению в рамках бюджетного цикла.

Анализ рисков реализации подпрограммы и описание мер управления рисками реализации подпрограммы

Риски реализации подпрограммы, в части создания и развития государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса (ГИС ТЭК), делятся на организационно-технические, нормативные правовые и финансовые. К организационно-техническим рискам относятся:

наличие и автономное развитие функционирующих информационных систем министерств и ведомств; изменяющиеся условия (форматы, протоколы и т.п.) взаимодействия ГИС ТЭК с другими государственными информационными системами;

географическая распределенность и организационная неоднородность объектов ТЭК;

возможное противодействие и саботаж внедрению ГИС ТЭК со стороны незаинтересованных сторон.

К нормативным правовым рискам относятся частые изменения нормативной правовой базы, а также ограничения на состав, регулярность и порядок обмена информацией между участниками ГИС ТЭК.

Основной мерой управления организационно-техническими и нормативными правовыми рисками является создание и функционирование архитектурного комитета ГИС ТЭК, состоящего из высококвалифицированных специалистов, принимающих ключевые решения в сфере организационно-технической и нормативной правовой политики создания и развития ГИС ТЭК.

Основным финансовым риском является изменения бюджетной политики правительства Российской Федерации, связанные с общей экономической ситуацией в России и в мире.

Одной из мер управления финансовым риском является выработка своевременных предложений по корректировке и синхронизации мероприятий государственных программ. Информационное обеспечение таких предложений основано, в том числе, на использовании инструментов анализа и прогнозирования ГИС ТЭК.

Оценка эффективности реализации подпрограммы

Оценка эффективности государственной программы основывается на методике программы "Энергоэффективность и развитие энергетики" и осуществляется по следующим направлениям:

- степень достижения целевых показателей подпрограммы;
- степень соответствия запланированному уровню затрат и эффективности использования средств федерального бюджета;
- степень реализации мероприятий (достижения ожидаемых непосредственных результатов их реализации).

Исходными данными для проведения оценки являются сведения, представленные в таблицах 1 и 2 настоящей программы.

С В Е Д Е Н И Я**о показателях (индикаторах) государственной программы, подпрограмм государственной программы, федеральных целевых программ (подпрограмм федеральных целевых программ) и их значениях**

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Государственная программа "Энергоэффективность и развитие энергетики"										
1.	Снижение энергоемкости ВВП за счет реализации программных мероприятий (к 2007 году)	%	5	6,2	7,4	8,6	9,8	11	12,2	13,5
2.	Доля затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство отгруженных товаров, выполненных работ и услуг	%	1,95	1,96	1,98	2	2,12	2,25	2,37	2,5
3.	Глубина переработки нефти	%	75	77	80	78	79	80	81	85
4.	Снижение выбросов парниковых газов	млн. т CO ₂	125	157	192	229	266	307	350	393

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
5.	Доля организаций, осуществляющих технологические инновации, в общем количестве организаций	%	9,6	11	13	15	17	19	22	25
6.	Внутренние затраты на исследования и разработки к выручке предприятий реализующих программы инновационного развития	%	2	2	2	2	2	2	2	3
Подпрограмма 1 "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности"										
1.1.	Снижение энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации за счет реализации мероприятий подпрограммы (к 2007 г.)	%	5	6,2	7,4	8,6	9,8	11	12,2	13,5
1.2.	Отношение ежегодного объема финансирования подпрограммы за счет средств внебюджетных источников,	-	3,5	0,6	1	1,2	1,4	1,6	1,8	2

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей								
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	
	привлеченных за счет реализации механизмов финансовой поддержки энергосбережения и повышения энергетической эффективности, к объему финансирования подпрограммы за счет средств консолидированного бюджета Российской Федерации										
1.3.	Удельный расход энергетических ресурсов в государственном и муниципальном секторе	кг у.т./ м ² /год	60	58	56	54	52	50	48	46	
1.4.	Средний удельный расход энергетических ресурсов в жилищном фонде	кг у.т./ м ² /год	39,3	37,1	35,9	34,8	33,8	32,9	32	31,2	
1.5.	Количество пользователей государственной информационной системы в области	ед.	4500	6000	8000	11000	15000	20000	26000	34000	

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
	энергосбережения и повышения энергетической эффективности, предоставляющих информацию для включения в данную систему		Подпрограмма 2 "Развитие и модернизация электроэнергетики"							
2.1.	Вводы генерации ТЭС (объекты ДПМ)	ГВт	2,5	5,44	5,5	0,98	0,2	-	-	-
2.2.	Модернизация системы коммерческого учета электроэнергии (внедрение интеллектуального учета электроэнергии)	%	5,2	8,5	11,1	12,9	14,4	15,9	17,4	18,9
2.3.	Количество аварий в сетях	тыс. шт.	19,8	19,2	18,6	18,0	17,4	16,9	16,4	15,9
2.4.	Количество аварий в генерации	шт.	4,5	4,3	4,1	3,9	3,7	3,6	3,4	3,2
2.5.	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии на источниках комбинированного производства	Г у.т./кВт ч	322,4	321,1	318,6	315,5	314,1	312,2	311,1	310

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
2.6.	электрической и тепловой энергии с Нуст 25МВт и более (пропорциональный метод разделения топлива) Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с Нуст 25МВт и более (пропорциональный метод разделения топлива)	кг/Гкал	168,2	166,6	165,7	162,8	160,0	158,2	158,0	157
2.7.	Потери электроэнергии в электрических сетях	% от общего объема отпуска электроэнергии	11,6	11,4	11,1	10,7	10,2	9,7	9,2	8,8
2.8.	Срок подключения к энергосети	дней	276	167	45	45	45	40	40	40
2.9.	Количество этапов, необходимых для получения доступа к	штук	8	6	6	5	5	5	5	5

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
	энергосети									
2.10.	Доля использования ЗШО текущего (годового) выхода	%	10	10	14	20	30	40	55	70
			Подпрограмма 3 "Развитие нефтяной отрасли"							
3.1.	Добыча нефти и конденсата	млн. т	510	510	510	510	510	510	510	510
3.2.	Проектный коэффициент извлечения нефти	ед.	0,392	0,403	0,414	0,426	0,437	0,448	0,459	0,470
3.3.	Коэффициент использования ПНГ	%	91	95	95	95	95	95	95	95
3.4.	Доля трудноизвлекаемых запасов нефти (проницаемость менее 2 мД) от находящихся на государственном балансе	%	8,90	10,00	10,55	10,83	10,96	11,03	11,07	11
3.5.	Средняя глубина переработки нефти на российских НПЗ	%	75	77	80	78	79	80	81	85
3.6.	Доля моторных топлив экологического класса 5 в общем объеме	%	25	32	47	60	72	85	90	98

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
3.7.	производства Коэффициент загруженности нефтепроводов (с учетом транзита)	%	80	80	81	81	81	81	81	81
3.8.	Коэффициент загруженности нефтепродуктопроводов	%	64	69	81	82	85	88	91	96
3.9.	Мощность нефтепроводов по ключевым экспортным направлениям	млн. т	289,0	289,0	289,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Подпрограмма 4 "Развитие газовой отрасли"										
4.1.	Объем добычи газа	млрд. куб. м	691	700	706	713	763	770	798	826
4.2.	Эффективное использование эксплуатационного фонда	%	92	92	92	92	92	92	92	92
4.3.	Ввод новых месторождений в разработку	ед.	0	2	0	2	1	1	0	0
4.4.	Реконструкция линейной части газопроводов	км	1423-1579	1423-1579	1423- 1579	1477- 1583	1477- 1583	1477- 1583	1478- 1583	1478- 1584

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
4.5.	Ввод новых участков линейной части газопровода	км	540-1665	540-1665	540-1665	470-656	470-655	469-655	469-655	469-655
4.6.	Прирост активной емкости ПХГ	млрд. м ³	3,2	2,7	6,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3
4.7.	Доля объема экспорта СПГ в общем объеме экспорта газа	%	4,9	4,9	5,0	6,0	7,5	8,5	9,6	10,2
4.8.	Ввод новых заводов по производству СПГ	ед.	0	0	0	1	0	1	0	1
Подпрограмма 5 "Реструктуризация и развитие угольной промышленности"										
5.1.	Добыча угля	млн. т	340,0	345,0	355,0	360,0	365,0	370,0	375,0	380,0
5.2.	Удельный вес мощностей, введенных с начала реализации подпрограммы, в общем объеме мощностей по добыче угля	%	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0
5.3.	Объем добычи в год на одного занятого в отрасли	т/чел	2240	2370	2500	2900	3300	3700	4100	4500
5.4.	Удельный вес производственных мощностей с использованием прогрессивных	%	10	13	16	20	25	30	35	40

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
	технологий									
5.5.	Снижение энергоемкости угольной отрасли к уровню 2010 г.	%	5	6	7	12	17	24	28	30
5.6.	Удельный выброс загрязняющих веществ в атмосферу на 1 тонну добычи	кг	3,4	3,4	3,3	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2
5.7.	Снижение травматизма со смертельным исходом к уровню 2010 г.	раз	в 1,4 р.	в 1,4 р.	в 1,5 р.	в 1,6 р.	в 1,7 р.	в 1,8 р.	в 1,9 р.	в 2,0 р.
5.8.	Калорийный эквивалент угольной продукции для энергетики	единиц	0,70	0,70	0,70	0,70	0,71	0,71	0,72	0,72
5.9.	Доля экспорта в поставках угольной продукции	%	39,4	40,5	42,8	42,8	42,8	42,9	42,9	42,9
5.10.	Доля обогащаемого каменного энергетического угля в общем объеме его добычи	%	34	37	41	42	46	49	52	55

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
5.11.	Количество реализуемых рабочих проектов ликвидации шахт (108 рабочих проектов)	единиц	11	5	35	44	4	9	-	-
Подпрограмма 6 "Развитие использования возобновляемых источников энергии"										
6.1.	Доля производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт)	%	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5
6.2.	Ввод мощностей генерирующих объектов, функционирующих на	МВт	300-400	600-700	1100 -1200	1350 -1450	1900-2100	2500-3500	4600 -5800	5900-6200

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
	основе использования возобновляемых источников энергии (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт)									
6.3.	Снижение выбросов парниковых газов	млн. т CO ₂	125	157	192	229	266	307	350	393
			Подпрограмма 7 "Обеспечение реализации государственной программы"							
7.1.	Доля федеральных органов исполнительной власти (субъектов государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса), предоставляющих информацию в государственную информационную систему топливно-энергетического комплекса в	%	15	40	75	100	100	100	100	100

№ п/п	Показатель (индикатор) (наименование)	Единица измерения	Значения показателей							
			(2013 год) первый год планового периода	(2014 год) второй год планового периода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
7.2	автоматическом режиме Доля субъектов государственной информационной системы топливно- энергетического комплекса, предоставляющих информацию в государственную информационную систему топливно- энергетического комплекса	%	0	5	20	40	100	100	100	100

