

Электроэнергетика Российской Федерации

Электроэнергетика является базовой отраслью российской экономики, обеспечивающей электрической и тепловой энергией внутренние потребности народного хозяйства и населения, а также осуществляющей экспорт электроэнергии в страны СНГ и дальнего зарубежья. Более 90% производственного потенциала электроэнергетики России объединено в Единую энергетическую систему России (ЕЭС России), которая охватывает всю обжитую территорию страны от западных границ до Дальнего Востока и является одним из крупнейших в мире централизованно управляемых энергообъединений. Устойчивое развитие и надежное функционирование отрасли во многом определяют энергетическую безопасность страны и являются важными факторами ее успешного экономического развития.

За прошедшее десятилетие в электроэнергетике России произошли радикальные преобразования: изменилась система государственного регулирования отрасли, сформировался конкурентный рынок электроэнергии, были созданы новые компании. Изменилась и структура отрасли: было осуществлено разделение естественно монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций; вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, созданы структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности.

В начале 2000-х годов был взят курс на реформирование отрасли.

Цели и задачи реформы были определены постановлением Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» (с учетом последующих изменений в нормативно-правовой базе цели и задачи реформирования были конкретизированы в "Концепции Стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2005-2008 гг. «5+5»". Основные целевые ориентиры долгосрочной политики государства в электроэнергетике были определены в утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234-р Энергетической стратегии на период до 2020 года (далее - ЭС-2020):

- Переход на путь инновационного и энергоэффективного развития;
- Изменение структуры и масштабов производства энергоресурсов;
- Создание конкурентной рыночной среды;
- Интеграция в мировую энергетическую систему.

Ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 года в сфере электроэнергетики характеризуется следующим:

За рассматриваемый период был завершен первый этап процесса реформирования отрасли, в рамках которого была создана единая генерирующая компания, владеющая и управляющая атомными электростанциями, открытое акционерное общество «Концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях», ликвидировано открытое акционерное общество РАО «ЕЭС России» и созданы на его базе группа независимых компаний, включая 6 оптовых генерирующих компаний, 14 территориальных генерирующих компаний, открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»), открытое акционерное общество «РусГидро» (ОАО «РусГидро»), открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»), открытое акционерное общество «Холдинг межрегиональных распределительных сетевых компаний» ОАО «Холдинг МРСК»), открытое акционерное общество «РАО Энергетические системы Востока» (для управления электроэнергетикой Дальнего Востока) (ОАО «РАО ЭС Востока»), открытое акционерное общество «ИНТЕР РАО ЕЭС» (для осуществления экспорта-импорта

электроэнергии) (ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»), энергосбытовые компании, а также ряд научных, проектных, сервисных и ремонтных организаций.

22 ноября 2012 Президент Российской Федерации подписал Указ, предусматривающий новые этапы реорганизации в российском секторе передачи и распределения электроэнергии. Создана управляющая электросетевым комплексом Российской Федерации компания ОАО «Российские сети», состоящая из магистрального и распределительного сетевых комплексов.

Магистральный сетевой комплекс:

Линии электропередачи - 132,3 тыс. км;

Количество подстанций - 891шт;

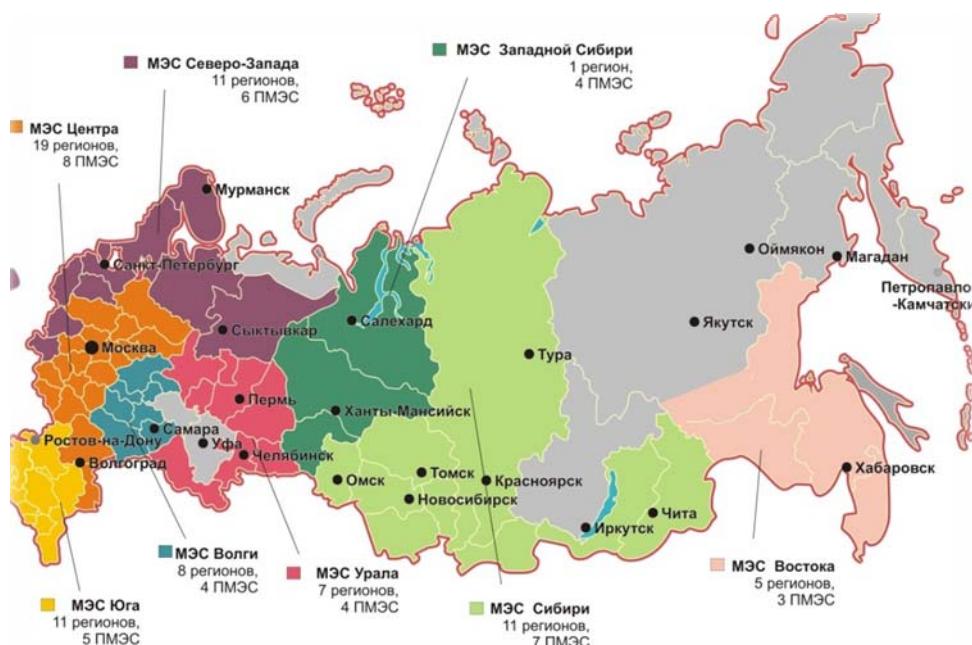
Трансформаторная мощность - 334,8 ГВА;

Отпуск электроэнергии из ЕНЭС за 2012 год - 519 млрд. кВт*ч;

Количество сотрудников - 24,9 тыс. человек;

Потери за 2012 год - 4,2 % от отпуска из сети;

Количество филиалов МЭС - 8 шт.



Распределительный сетевой комплекс (РСК):

Линии электропередачи - 2 210 тыс. км;

Количество подстанций 3-6 (10) - 220 кВ - 460 081 шт;

Трансформаторная мощность - 396,9 ГВА;

Отпуск электроэнергии из сетей РСК за 2012 год - 592,1 млрд. кВт*ч;

Количество сотрудников - 189,6 тыс. человек;

Потери за 2012 год - 8,1 % от отпуска из сети;

Количество РСК - 71 шт.



Сформирована коммерческая инфраструктура оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ). Создана обеспечивающая ее функционирование саморегулируемая организация – Некоммерческое Партнерство «Совет рынка», объединяющая субъектов электроэнергетики и крупных потребителей электрической и тепловой энергии. Учрежден коммерческий оператор указанного оптового рынка - открытое акционерное общество «Администратор торговой системы» (ОАО «АТС»).

1 января 2011 года завершился процесс либерализации ОРЭМ, предусматривающий постепенный отказ от государственного регулирования цен на электроэнергию и переход к свободному ценообразованию для всех потребителей, за исключением населения, в ценовых зонах оптового рынка.

Усилилась роль государства в стратегически значимых генерирующих мощностях (гидроэнергетика, атомная энергетика).

Стали строже соблюдаться нормативные запасы резерва топлива, в установленные сроки и своевременно предприятия получать паспорта готовности.

Было улучшено качество регулирования частоты электрического тока в Единой энергосистеме России (ЕЭС России). С момента образования ОАО «СО ЕЭС» в 2002 году, Единая энергосистема России 99,98% календарного времени работает с нормативной частотой электрического тока $50\pm0,05$ Гц, что характеризует неизменно высокое качество электроснабжения.

Для дальнейшего развития и координации работы по управлению электросетевым комплексом Российской Федерации 22 ноября 2012 года Президентом РФ был подписан Указ № 1567 «Об открытом акционерном обществе «Российские сети». Целью структурных преобразований по объединению магистральных и распределительных электрических сетей являлось создание единого центра ответственности перед акционерами за скоординированную работу магистральных и распределительных сетей, координация работы по повышению экономической эффективности инвестиционной деятельности, разработка единых стандартов и показателей качества, повышение операционной эффективности магистральных и распределительных сетевых компаний.

Научно-техническая политика в электроэнергетике в целом была направлена на постоянное повышение эффективности производства, создание условий для устойчивого

развития энергосистем и поддержание энергетической, промышленной и экологической безопасности.

Началось освоение новой высокоэффективной парогазовой технологии. В 2001 г. на Ивановской ГРЭС был введен испытательный стенд для газотурбинной энергетической установки ГТЭ-110. В последующие годы введены парогазовые блоки большой мощности (450 МВт) на Северо-Западной ТЭЦ в Санкт-Петербурге (2001 г.) и на Калининградской ТЭЦ-2 (2005 г., 2010 г.). В 2004 году на Сочинской ТЭС введены два парогазовых блока по 39 МВт, в 2009 году парогазовый блок 80 МВт (установленная электрическая мощность станции составила 158 МВт). В 2007 году на Ивановских ПГУ - введен парогазовый блок 325 МВт. 2010-2012 годы ознаменовались увеличением вводов ПГУ. За этот период были введены следующие блоки: ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ПГУ-420 на ТЭЦ-26 Мосэнерго, ПГУ различной мощности на Красавинской ТЭЦ, Воронежской ТЭЦ-2, Ноябрьской ПГЭ, ГТЭС Лыково, Челябинской ТЭЦ, Сызранской ТЭЦ, Уренгойской ГРЭС, Правобережной ТЭЦ-5, Краснодарской ТЭЦ и другие.

С целью привлечения инвестиций в объекты по производству электрической энергии (мощности), а также в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности в декабре 2005 года Правительством Российской Федерации было принято постановление № 738 «О порядке формирования источника средств на услуги по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности», в котором был предложен механизм возврата инвесторам инвестированных ими в создание (новое строительство) генерирующих мощностей средств.

В первой половине 2008 года экономика России продолжала развиваться с опережением прогнозных оценок, положенных в основу утвержденной Правительством Российской Федерации Энергетической стратегии до 2020 года. Однако в связи с развившимся мировым кризисом со второго полугодия происходил спад темпов экономического развития страны.

Наиболее значительное снижение темпов роста произошло в строительстве, транспорте и промышленном производстве.

С началом кризиса 2008 г. произошло замедление темпов роста инвестиций в основной капитал. По данным Росстата, увеличение инвестиций в 2008 году составило 9,1%, по сравнению с ростом на 21,1% в 2007 году.

По сравнению с 2007 годом промышленное производство за 2008 год выросло на 2,1% против 4,8%, предусмотренных в ЭС-2020, при этом в IV квартале произошло снижение промышленного производства по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года на 6,1%, в основном за счет обрабатывающих производств.

Анализ основных показателей развития ТЭК в 2008 году показал, что, несмотря на возникший в 2008 г. мировой кризис, фактические показатели в основном превышали или были адекватны соответствующим прогнозным оценкам ЭС-2020.

Рост добычи и производства, первичных топливно-энергетических ресурсов в 2008 году вырос на 0,6% против 1,9% предусмотренных ЭС-2020. Потребление топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в стране сохранилось на уровне предыдущего года. Произошло снижение экспорта энергоресурсов на 1,2% (вместо роста на 1,9% предусмотренных ЭС-2020).

Низкие темпы роста производства электроэнергии были обусловлены не только снижением производства в ряде электроёмких отраслей промышленности, но и сложившимися аномально теплыми погодными условиями в отопительный период 2008 года

температура окружающего наружного воздуха была на 3,3 градуса выше средней многолетней, а в декабре - на 4,4 градуса.

По итогам работы электроэнергетики в кризисный 2008 год, выработка электроэнергии составила 1027,8 млрд. кВт.ч. Тепловыми электростанциями было выработано 698,9 млрд. кВт.ч., что на 40,2 млрд. кВт.ч. или на 4,6% выше уровня 2007 года; на ГЭС было выработано 166,6 млрд. кВт.ч. - снижение на 12,4 млрд. кВт.ч или на 6,9%; на АЭС выработано 162,7 млрд. кВт.ч. - увеличение на 3,0 млрд. кВт.ч. или 1,9%.

Принимая во внимание неблагоприятную гидрологическую обстановку, на реках Сибири произошли изменения в структуре выработки электроэнергии по видам генерации: доля ТЭС возросла с 66,6% до 68,2%, доля ГЭС снизилась с 17,6% до 16,1%, доля АЭС не изменилась и составила 15,7%.

Потребление электроэнергии в 2008 году составило 1011 млрд. кВт.ч, что на 2,5% больше чем в 2007 году.

Развитие атомной энергетики России, предусмотренное ЭС-2020, в 2008 году осуществлялось в соответствии с Федеральной целевой программой «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 года», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 6 октября 2006 г. № 605.

Из наиболее крупных объектов генерации, введенных в 2008 году, следует выделить: Бурейскую ГЭС (ОАО «РусГидро») – 300 МВт; ТЭЦ-21, блок № 11 (ОАО «Мосэнерго») – 450 МВт; ТЭЦ-27, блок № 4 (ОАО «Мосэнерго») - 450 МВт.



Среднеотпускная цена на электроэнергию для конечных потребителей в 2008 году, с учетом регулируемых тарифов и трансляции нерегулируемых цен, выросла на 19,8% к уровню 2007 года и составила 135,1 коп/кВт.ч. (без учета расходов перепродавцов).

По данным Росстата, в январе-ноябре 2008 года сальдированный финансовый результат организаций сферы деятельности «производство и распределение электроэнергии, газа и воды» составил 77,2% по сравнению с соответствующим периодом 2007 года. Доля инвестиций в основной капитал по этому виду деятельности в общем объеме инвестиций в основной капитал по Российской Федерации в 2008 году составила 8,9% против 7% в 2007 году.

Прямых иностранных инвестиций в производство и распределение электроэнергии в 2008 году поступило 2 332 млн. долл. США, или 8,6% к общему объему прямых иностранных инвестиций.

Несмотря на негативное влияние экономического кризиса, энергетическая безопасность страны была обеспечена в полном объеме, в целом надежное централизованное электро- и теплоснабжение было обеспечено.

В 2008 году продолжалась активная работа по государственному мониторингу и контролю над эффективным использованием энергоресурсов (в том числе в сфере электроэнергетики и теплоснабжения, удельный вес которой в общем объеме потребления топлива в стране составляет около 70%).

23 ноября 2009 года Президентом Российской Федерации был подписан федеральный закон № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». К преимуществам

федерального закона «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» необходимо отнести регулирование вопросов нормирования энергоемкости энергооборудования, проведение обязательного энергоаудита предприятий с государственной долей собственности, разработку программ энергосбережения на федеральном, региональном и муниципальном уровнях, формирования государственного реестра энергосбережения.

С участием Минэнерго России был разработан и внесен Минпромторгом России в Правительство Российской Федерации проект федерального закона «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «О техническом регулировании», в части предъявления в качестве обязательных требований к объектам технического регулирования показателей энергоэффективности. По инициативе Минэнерго России был создан межведомственный Координационный совет по проблемам энергосбережения и энергоэффективности, связям с бизнесом и регионами. Задача, которого заключалась в содействии реализации инновационных и инвестиционных проектов по энергосбережению и повышению энергоэффективности, использованию возобновляемых источников энергии и экологически чистых технологий на основе частно-государственного партнерства.

Совместно с Минэнерго России были заключены Соглашения по сотрудничеству в сфере энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии с Нижегородской областью, Республикой Татарстан, Свердловской областью и Ханты-Мансийским автономным округом.

Утверждены по итогам 2008 года в сфере электроэнергетики и теплоснабжения нормативы для, порядка, 6 тысяч юридических лиц.

Задача роста энергоэффективности и энергосбережения в ТЭК имела стратегическое значение для российской экономики в 2009 году, поэтому Минэнерго России, активно работало в направлении практической реализации соответствующих мероприятий:

- создание государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- создание ФГУ «Российское энергетическое агентство» для разработки и организации выполнения комплекса мер по стимулированию энергосбережения и повышению энергетической эффективности в бюджетной сфере, энергетике, промышленности и жилищно-коммунальном хозяйстве, ведения государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- в целях реализации Федерального закона Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» Минэнерго России подготовлены четыре ведомственных подзаконных акта, регулирующих вопросы проведения энергетических обследований организаций и учета используемых энергетических ресурсов.

В 2010 году Минэнерго России совместно с ЗАО «АПБЭ», ООО «ЦЭНЭФ» и ФГУ «РЭА» разработало Государственную программу Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» (далее - «ГПЭЭ-2020»), которая была одобрена на заседании Правительства Российской Федерации 21 октября 2010 года и утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р.

«ГПЭЭ-2020» включает в себя подпрограмму «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электроэнергетике» - одну из основных ее подпрограмм, так как на долю электроэнергетической отрасли в период 2011-2020 гг. приходится 27,8% (или 312,8 млн. т условного топлива) от общего объема экономии топливно-энергетических ресурсов, предусмотренного «ГПЭЭ-2020» (1124,2 млн. т условного топлива).

В 2010 году в соответствии с федеральным законом Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ, постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности», решением протокола совещания у первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И. И. Шувалова от 24 мая 2010 г. № ИШ-Г19-25пр были разработаны и представлены в Минэнерго России (в III квартале 2010 г.) программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности регулируемых организаций электроэнергетической отрасли (далее – «Программы»): ОАО «ОГК-1» (в составе программы ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»), ОАО «ОГК-2», ОАО «ОГК-3», ОАО «ОГК-4», ОАО «Энел ОГК-5», ОАО «ОГК-6», ОАО «ТГК-1», ОАО «ТГК-2», ОАО «Мосэнерго» (ТГК-3), ОАО «Квадра» (ТГК-4), ОАО «ТГК-5», ОАО «ТГК-6», ОАО «Волжская ТГК» (ТГК-7), ООО «ЮГК ТГК-8» (Бизнес-сектор «Электроэнергетика» ОАО «ЛУКОЙЛ»), ОАО «ТГК-9», ОАО «Фортум» (ТГК-10), ОАО «ТГК-11», ОАО «Кузбассэнерго» (ТГК-12), ОАО «Енисейская ТГК» (ТГК-13), ОАО «ТГК-14», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «РАО ЭС Востока», Госкорпорация «Росатом», ОАО «Русгидро», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «СО ЕЭС».

Подготовка в 2010 году pilotных редакций программ энергокомпаний в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности послужила основой для развития этих процессов в электроэнергетической отрасли в 2011 г.

2012 год стал переломным на пути решения проблемы энергосбережения и роста энергоэффективности - с учетом предпринятых Президентом Российской Федерации, Государственной Думой и Правительством Российской Федерации важнейших шагов по формированию необходимого законодательного и нормативного правового обеспечения для начала активной деятельности по разработке и применению практических (в том числе, основанных на программном подходе) мер в рассматриваемой сфере.

Практическое осуществление установок ЭС-2020 во многом зависело от успешного применения основных механизмов реализации государственной энергетической политики – формирование рациональной рыночной среды, введение перспективных технических регламентов, поддержка стратегических инициатив.

Первым шагом по пути либерализации энергетического рынка стал запуск с 1 ноября 2003 года сектора свободной торговли «5-15%», принципы функционирования которого были установлены постановлением Правительства РФ от 24.10.2003 № 643 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода». Объемы торговли сектора были невелики, но именно на данном этапе создавались основные технологии, деловые процессы существующего рынка электроэнергии.

20 октября 2005 года осуществлен запуск балансирующего рынка, в рамках которого осуществляются конкурентные отборы ценовых заявок для целей внутрисуточного планирования. На балансирующем рынке осуществляется формализованный оптимальный выбор поставщиков балансирующей электроэнергии с учетом внутрисуточных изменений режимных условий на основе заявок участников. Данный механизм создает экономические стимулы к выполнению команд диспетчера. С 2006 по 2012 год частота расчетов планов балансирующего рынка увеличена с 1 до 12 раз в сутки.

1 сентября 2006 года осуществлена трансформация регулируемого сектора рынка в систему регулируемых договоров между продавцами и покупателями электроэнергии, а сектора свободной торговли «5-15%» в рынок «на сутки вперед».

Договоры назывались регулируемыми, поскольку цены на электроэнергию в рамках этих договоров регулировались Федеральной службой по тарифам Российской Федерации (ФСТ России). В 2006 году регулируемые договоры заключались на полные объемы

производства и потребления электроэнергии в соответствии с прогнозным балансом ФСТ России на 2006 год. Начиная с 2007 года, объемы электрической энергии (мощности), продаваемые на оптовом рынке по регулируемым ценам, планомерно уменьшались в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 7 апреля 2007 года № 205 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу определения объемов продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам».

Начиная с 1 сентября 2006 года объемы электроэнергии, не покрытые регулируемыми договорами, продавались по свободным (нерегулируемым) ценам. Таких способов торговли электроэнергией в новой модели оптового рынка всего два – это свободные двусторонние договоры и рынок «на сутки вперед». В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. Основой рынка «на сутки вперед» является проводимый коммерческим оператором (ОАО «АТС») конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток.

С 1 января 2011 года электрическая энергия в полном объеме поставляется по свободным (нерегулируемым) ценам.

В 2008 году осуществлен запуск рынка мощности, начиная с которого Системный оператор ежегодно проводит конкурентные отборы мощности (КОМ). По результатам КОМ, исходя из ценовых заявок участников, с учетом технических и технологических ограничений, отбираются востребованные на оптовом рынке объемы генерирующей мощности и цены, по которым в последующем году осуществляется поставка (покупка) мощности на оптовом рынке.

В 2011 году реализован проект по согласованию регламентов исполнения процедур торговли на российском рынке электроэнергии и рынками Nord Pool. В настоящее время в отношении поставок, осуществляемых между энергосистемами России и Финляндии через вставку постоянного тока, в течение торговых и операционных суток может корректировать объемы продажи электроэнергии в заданном диапазоне в зависимости от ценовых параметров, складывающихся как на российском, так и на скандинавском рынке электроэнергии.

В 2011 году осуществлен запуск рынка системных услуг (РСУ). Рынок системных услуг является единственным механизмом привлечения генерирующих компаний и потребителей электроэнергии к регулированию частоты и напряжения в энергосистеме, а также развитию систем противоаварийной автоматики. Принципы функционирования РСУ установлены постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 117.

К 2011 году закончился переходный период функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности. Принципы функционирования целевой модели оптового рынка электрической энергии и мощности определены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности».

Целевая модель рынка электрической энергии Российской Федерации предполагает следующие основные принципы работы оптового и розничных рынков:

- функционирование оптового рынка электроэнергии (мощности) в границах единого рыночного пространства на Европейской территории России, Урале и в Сибири (за исключением изолированных энергосистем, находящихся на этих территориях);

- конкурентные механизмы торговли электроэнергией: долго- и среднесрочные двусторонние договоры, рынок на сутки вперед, балансирующий рынок;

- механизмы торговли мощностью: конкурентные - долго- и среднесрочные двусторонние договоры, купля/продажа мощности на конкурентных отборах; торговля мощностью по договорам купли-продажи и договорам (поставки) мощности;

- конкурентная торговля системными услугами – конкурентный отбор поставщиков и закупка Системным оператором услуг, необходимых для поддержания заданного уровня качества энергоснабжения в единой энергетической системе России;

- «трансляция» цен оптового рынка на розничные рынки – зависимость цен конечных потребителей на розничном рынке от цены приобретения электрической энергии на оптовом рынке;

- возможность выбора конечным потребителем на розничном рынке компании-поставщика электроэнергии.

В настоящее время оптовый рынок электроэнергии и мощности Российской Федерации по технологическим причинам разделен на несколько самостоятельных, зон: первая ценовая зона (Европейская часть России и Урал), вторая ценовая зона (Сибирь) и неценовые зоны (территории Архангельской области, Калининградской области, Республики Коми и территории Дальнего Востока).

Для оценки исполнения обязательств по платежам с 1 декабря 2011 года запущен мониторинг платежной дисциплины на ОРЭМ. В 2012 году усовершенствована и утверждена концепция системы финансовых гарантит на оптовом рынке, направленная на обеспечение своевременных и полных расчетов за приобретенную электрическую энергию и мощность.

В 2012 году была проведена работа по подтверждению соответствия установленным нормативными правовыми актами критериям квалификации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). По состоянию на конец 2012 года было квалифицировано 3 станции: малая ГЭС, биогазовая станция и станция, работающая на биомассе.

Также были разработаны изменения в нормативные правовые акты, необходимые для реализации установленных механизмов поддержки ВИЭ.

Наряду с оптовым рынком электроэнергии и мощности в Российской Федерации функционирует розничный рынок, на котором ключевой фигурой является гарантирующий поставщик – организация, закупающая электроэнергию на оптовом рынке и реализующая ее розничным потребителям. Гарантирующий поставщик обязан заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем, расположенным в границах его зоны деятельности. Зоны деятельности гарантирующих поставщиков в каждом регионе устанавливаются региональным органом власти, исходя из сложившихся территориальных зон обслуживания назначенных гарантирующих поставщиков.

Через гарантирующих поставщиков осуществляется трансляция свободных цен оптового рынка на розничные - поставщик обязан приобретенные по регулируемым договорам объемы электроэнергии поставлять по регулируемым тарифам, а электроэнергию, купленную по свободным ценам, продать по свободной цене (при этом населению электроэнергия поставляется только по регулируемому тарифу). Кроме гарантирующих поставщиков, на розничных рынках действуют энергосбытовые компании, которые полностью свободны в заключении договоров с потребителями и в установлении условий этих договоров, включая цены.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 подготовлены изменения Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии в новых условиях. В части системы ценообразования на розничном рынке электроэнергии постановлением утверждены следующие моменты:

Во-первых, уточнен порядок реализации ранее принятого постановления Правительства Российской Федерации от 4 ноября 2011 г. № 877, направленного на исключение необоснованных доходов поставщиков, связанных со злоупотреблением определения числа часов использования мощности (ЧЧИМ) в отношении одноставочных потребителей, а также имеющих на тот момент эффект сальдинирования мощности.

Во-вторых, введен новый механизм расчета покупаемой мощности исходя из единого по региону времени как для участников оптового, так и для участников розничного рынка.

Внедрение данного механизма приводит к снижению величины потребления мощности в пиковые часы загрузки станций, что, в конечном счете, позволяет снизить стоимость мощности для всех потребителей региона.

С 1 января 2012 года предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) за соответствующий расчетный период рассчитываются гарантирующим поставщиком по шести ценовым категориям. Потребитель осуществляет выбор ценовой категории самостоятельно. При этом потребители с максимальной мощностью энергопринимающих устройств менее 670 кВт имеют право выбрать первую-шестую ценовую категорию, а с мощностью не менее 670 кВт с 1 июля 2013 года – третью-шестую ценовую категорию.

Постановлением также регламентируется обязательная двухставочная цена по оплате крупными потребителями (с максимальной мощностью свыше 670 киловатт) электрической энергии и мощности. Такими потребителями раздельно оплачивается мощность и электрическая энергия. Такой подход позволяет наиболее точно и прозрачно рассчитать конечные цены, учитывая специфику потребления по часам месяца – по аналогии с требованиями, предъявляемыми к участникам оптового рынка.

Одним из существенных достоинств проекта является либерализация выхода розничных потребителей на оптовый рынок. Начиная с октября 2012 года, потребителям для выхода на оптовый рынок не требуется получение тарифно-балансовых решений. Для потребителей с присоединенной мощностью менее 2 МВА отменена необходимость оплаты компенсации сбытовой надбавки гарантирующим поставщикам при уходе на обслуживание к конкурентной сбытовой компании.

Еще одним немаловажным аспектом является переход к более справедливому определению величины сбытовой надбавки гарантирующих поставщиков – дифференцированно по группам потребителей:

- в отношении населения и приравненных к нему категорий потребителей, исходя из экономически обоснованных расходов;
- в отношении прочих потребителей, исходя из размера доходности продаж по каждой из групп (подгрупп) потребителей.

Такой подход позволяет более точно распределить нагрузку в конечной цене потребителей в части затрат на обслуживание со стороны гарантирующего поставщика.

Постановлением устанавливаются требования по качеству обслуживания потребителей, которые в обязательном порядке предъявляются всем гарантирующим поставщикам.

Также существенно доработана процедура присвоения и лишения статуса гарантирующего поставщика. Введен ключевой критерий выбора победителя конкурса – размер денежных средств, направляемых победителем в счет погашения задолженности предыдущего гарантирующего поставщика перед кредиторами.

Постановлением предусматривается лишение статуса гарантирующих поставщиков, не обеспечивших выполнение требований получения права на участие в торговле

электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке по группе точек поставки, соответствующей их зонам деятельности до 1 января 2010 г. В случае, если указанные гарантировавшие поставщики до 1 октября 2012 г. не выведут точки поставки, соответствующие их зоне деятельности на оптовый рынок, та часть зоны деятельности, в отношении которой указанные гарантировавшие поставщики покупают электроэнергию на розничных рынках, «наследуется» гарантировавшими поставщиками – участниками оптового рынка, у которых покупалась электроэнергия. Организация, утратившая статус гарантировавшего поставщика по указанному основанию, приобретает статус гарантировавшего поставщика с 1 января 2013 г., если по состоянию на 30 сентября 2012 г. обеспечила участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием групп точек поставки, соответствующих всей зоне деятельности этой организации в качестве гарантировавшего поставщика.

Немаловажный аспект отношений на розничном рынке – это услуги, оказываемые электросетевыми организациями.

В части совершенствования механизмов оплаты сетевых услуг для потребителей розничного рынка, которые оплачивают электроэнергию и мощность по двухставочному сетевому тарифу, сделан важный шаг – оплата услуг по передаче электрической энергии (мощности) осуществляется теперь исходя из фактически потребляемой мощности в часы собственного максимального потребления по каждому потребителю, а не по совокупности всех потребителей гарантировавшего поставщика исходя из заявленной прогнозируемой величиной мощности, как было ранее. Ранее существующий подход имел ряд недостатков, в том числе искажение реальной стоимости сетевых услуг, возможные выпадающие доходы гарантировавших поставщиков.

В части сокращения объемов неиспользуемой мощности электросетевого оборудования, которая создана и содержится сетевыми организациями в интересах существующих и новых потребителей, с 1 июля 2012 года сетевая организация или гарантировавший поставщик, в зависимости от договорных отношений, по окончании расчетного периода, в отношении каждого потребителя электрической энергии с максимальной мощностью не менее 670 киловатт, рассчитывает величину резерва максимальной мощности и предоставляет указанную информацию таким потребителям в информационных целях.

Указанная норма введена для дальнейшего совершенствования системы распределения сетевой нагрузки на потребителей путем оплаты крупными потребителями максимальной мощности в той части, которая фактически используется потребителем, им не используется, но для него резервируется.

Такой подход в будущем позволит создать мотивации для крупных потребителей к ответственному подходу в части определения необходимой им величины максимальной мощности, как при технологическом присоединении, так и при дальнейшем ее использовании, но требует дополнительного анализа и сбора статистических данных.

В этой части новые правила являются шагом на пути создания стимулов для электросетевых организаций повышать эффективность и надежность операционной и инвестиционной деятельности, установления требования в отношении электросетевых организаций об обеспечении доходности и возврата инвестиций только по тем электросетевым объектам, которые оказались востребованными в энергосистеме. Только так можно обеспечить эффективное развитие сетевой инфраструктуры. Но при этом крайне важно предусмотреть финансовую ответственность потребителей за объемы заказанной ими в процессе присоединения к сетям мощности. Проект содержит положения по усилению этой ответственности.

Постановление содержит раздел об организации коммерческого учета электроэнергии на розничных рынках, в котором четко регламентированы основные процедуры коммерческого учета: установка приборов учета, их допуск в эксплуатацию, процедуры поверки, демонтажа, замены приборов учета, снятия и предоставления показаний приборов учета заинтересованным сторонам, проведение контрольных проверок, составление баланса электрической энергии в регионе.

Определена ответственность потребителя за безучетное и бездоговорное потребление, а также за непредставление показаний приборов учета.

Постановлением также регламентирован порядок осуществления полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, детализированы бизнес-процессы, распределены ответственность и функционал ключевых участников.

Работа в области технического регулирования осуществлялась в соответствии с Программой разработки технических регламентов, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 6 ноября 2004 г. № 1421-р.

В настоящее время согласно статье 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ (ред. от 18.07.2011) «Об электроэнергетике» Техническое регулирование в электроэнергетике Российской Федерации осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании и настоящим Федеральным законом. Соответствующим системообразующим актом является Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

В рамках формирования Единого экономического пространства (ЕЭП) Республики Беларусь, Республики Казахстан и Российской Федерации» 18, 19 ноября и 9 декабря 2010 года было подписано 17 соглашений, формирующих договорно-правовую базу ЕЭП.

В частности, Соглашение от 18 ноября 2010 года о единых принципах и правилах технического регулирования в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации предполагает разработку и принятие технических регламентов таможенного союза в целях обеспечения на территории таможенного союза защиты жизни и здоровья граждан, охраны окружающей среды, предупреждения действий, вводящих в заблуждение потребителей, а также в целях обеспечения энергетической эффективности и ресурсосбережения.

Другим важным соглашением, подписанным главами Правительств Республики Беларусь, Республики Казахстан и Российской Федерации в рамках формирования ЕЭП, является Соглашение от 19 ноября 2010 года об обеспечении доступа к услугам естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики, которое определяет принципы взаимодействия трех стран при осуществлении межгосударственной передачи электрической энергии (мощности) в пределах имеющейся технической возможности при условии приоритетного обеспечения внутренних балансов электрической энергии (мощности) каждой энергосистемы.

За время, прошедшее с начала реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 года, российский энергетический сектор, в том числе и электроэнергетический сектор, развивался преимущественно в рамках основных прогнозных тенденций, предусмотренных указанным документом, несмотря на существенные отклонения базовых экономических индикаторов развития страны и внешнеэкономических условий от их значений, прогнозировавшихся в 2003 году.

Со второго полугодия 2009 года вместе с оживлением экономики возобновился и рост производства электроэнергии – с темпами около 5%.

В 2009 году Российская Федерация пережила тяжелейшую трагедию на Саяно-Шушенской ГЭС. Решением Правительственной комиссии по ликвидации последствий

аварии и организации работ по обеспечению устойчивого энергоснабжения потребителей ОЭС Сибири утвержден План проведения восстановительных работ на Саяно-Шушенской ГЭС, который выполняется в установленные сроки. После остановки Саяно-Шушенской ГЭС из энергобаланса Сибири выпало 6,4 ГВт мощности. В результате предпринятых мер по увеличению загрузки тепловых станций Сибири и Южного Урала, организации перетоков электроэнергии из центра России, было обеспечено прохождение ОЗП в Сибири без системных сбоев. К концу 2012 года рабочая мощность Саяно-Шушенской ГЭС составила 3840 МВт. Окончательное восстановление гидроэлектростанции завершится к концу 2014 года: Саяно-Шушенская ГЭС будет полностью оснащена абсолютно новым и современным оборудованием, обладающим улучшенными рабочими характеристиками и соответствующим всем требованиям надежности и безопасности.

В стратегическом плане в результате системно проводимой работы российский ТЭК сумел выстоять в кризис, не потерять базу для дальнейшего развития, не допустить сворачивания важнейших инфраструктурных проектов.

13 ноября 2009 года распоряжением Правительства Российской Федерации № 1715-р была утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (далее - ЭС 2030).

ЭС 2030 года сформировала новые ориентиры развития энергетического сектора в рамках перехода российской экономики на инновационный путь развития, предусмотренный Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р.

В рамках данной Энергетической стратегии был намечен главный курс качественных преобразований в ТЭК. Важнейшим, на первом этапе которого, является использование существующих (в том числе, благодаря кризису) возможностей модернизации ТЭК во всех его отраслях, включая обновление производственных фондов, развитие энергетической инфраструктуры, завершение формирования базовых рыночных институтов, стабильной и эффективной нормативной правовой базы и системы государственного регулирования в энергетике - с целью создания надежной основы для устойчивого посткризисного развития. В ней так же задана логика поэтапного развития энергетического сектора с переходом к экологически чистой высокоэффективной энергетике будущего с принципиально иными технологическими возможностями.

Основными документами, определяющими перспективное развитие отрасли являются:

1. Энергетическая стратегия (утверждена Постановлением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р), разрабатывается раз в 3-5 лет или по мере необходимости.

Цель разработки документа является формирование приоритетных направлений развития электроэнергетики на долгосрочную перспективу до 2030 года.

В 2009 году Правительством Российской Федерации была принята новая система планирования и управления развитием электроэнергетики, направленная на обеспечение синхронизации вводов генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, их технологической совместимости для удовлетворения спроса на электрическую энергию (мощность) и предупреждения возникновения избытков или дефицитов электроэнергии в энергосистеме, а также создание условий для привлечения негосударственных инвестиций и обеспечения надежности функционирования энергосистемы в долгосрочной перспективе. 17 октября 2009 г Постановление Правительства Российской Федерации от № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» определило принципы функционирования новой системы».

В электроэнергетике Российской Федерации развитие на длительную перспективу формируется Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики.

Генеральная схема включает в себя долгосрочный прогноз спроса на электроэнергию, перспективные балансы мощности и электрической энергии и информацию о введенных и планируемых к вводу в эксплуатацию тепловых электростанций установленной мощностью 500 МВт и выше, атомных, гидро и гидроаккумулирующих электростанций и электростанций, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, установленная мощность которых превышает 100 МВт, сетевых объектов класса напряжения 330 кВ и выше, а также линий электропередачи 220 кВ, обеспечивающих выдачу мощности станций выше 500 МВт. Генеральная схема имеет стратегический характер, на ее основе формируются рекомендации по внесению изменений в энергетическую стратегию России и разрабатываются программы развития промышленного производства.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики 03.06.2010 одобрена на заседании Правительства (протокол от 03.06.2010 № 24).

В одобренной Правительством Российской Федерации Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года с учётом перспективы до 2030 года были уже конкретизированы задачи инновационного развития электроэнергетики России. Основные направления инновационного развития электроэнергетики в России связывают со следующими общемировыми тенденциями:

- ~ переход к интеллектуальным энергосистемам;
- ~ развитие сегмента распределенной и малой энергетики;
- ~ повышение эффективности и экологичности тепловой генерации;
- ~ развитие генерации на основе возобновляемых источников энергии.

Схемы и программы развития ЕЭС и региональных энергосистем разрабатываются на среднесрочную перспективу. При их разработке используются математические расчетные модели, разрабатываемые и используемые Системным оператором для расчета электроэнергетических режимов.

Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики ежегодно формируются для решения задач:

- обеспечения надежного функционирования ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем в долгосрочной перспективе;
- обеспечения баланса между производством и потреблением в ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в том числе предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;
- скоординированного планирования строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- информационного обеспечения деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;
- обеспечения координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования и схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

За истекший период были утверждены четыре Схемы и программы развития ЕЭС:

Схема и Программа на период 2010–2016 годы утверждена приказом Минэнерго РФ от 15.07.2010 № 333 «О Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2010-1016 годы».

Схема и Программа на период 2011–2017 годы утверждена Министерством энергетики РФ (приказ от 29.08.2011 № 380 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы на 2011-2017 годы»).

Схема и Программа на период 2012–2018 годы утверждена Министерством энергетики РФ (приказ от 13.08.2012 № 387 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы на 2012-2018 годы»)

Схема и Программа на период 2013–2019 годы утверждена Министерством энергетики РФ (приказ от 19.06.2013 № 309 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы на 2013-2019 годы»).

Одной из важнейших проблем на современном этапе развития электроэнергетики является повышение инвестиционной привлекательности отрасли.

В сетевом комплексе основным механизмом экономического стимулирования модернизации и использования инновационных технологий послужил переход к долгосрочному тарифному регулированию, в том числе с применением метода доходности инвестированного капитала (RAB). В 2009-2010 году к тарифному регулированию метод RAB перешли несколько пилотных распределительных сетевых компаний, в том числе и Федеральная сетевая компания (ОАО «ФСК ЕЭС»).

Целевой задачей тарифной кампании на 2011 год, поставленной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 19 января 2010 года № 30-р: переход всех ДЗО ОАО "Холдинг МРСК" на долгосрочное тарифное регулирование, в том числе методом доходности инвестированного капитала (RAB).

Итогом данной работы стал переход к долгосрочному тарифному регулированию методом RAB на период 2011-2015 годы 36 филиалов ДЗО ОАО «Холдинг МРСК». Так, по состоянию на 01.01.2012 RAB-регулирование реализовано в 85% филиалов ДЗО ОАО «Холдинг МРСК».

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» были пересмотрены долгосрочные параметров RAB-регулирования и утверждены долгосрочные тарифные решения с 01.07.2012 на период 2012 – 2017 годы.

С 2012 года произошёл отказ от регулирования с использованием подхода «затраты +».

Кроме этого в сфере развития электросетевого комплекса в 2012-2013 годах были разработаны в рамках программ инновационного развития и апробированы следующие мероприятия, обеспечивающие: повышение пропускной способности системообразующих и распределительных электрических сетей, позволяющих осуществлять эффективное функционирование ЕЭС России и систем распределенной генерации электроэнергии с высокими показателями надежности их работы;

– снижение износа электрических сетей до среднего уровня развитых стран мира, в том числе за счет качественного обновления парка оборудования электрических подстанций;

– снижение потерь в электрических сетях и повышение эффективности транспортировки электроэнергии, в том числе за счет широкого внедрения проводников из новых композиционных материалов, позволяющих увеличить токонесущую способность и

увеличить продолжительность срока их службы, а также создания систем автоматизированного учета и регулирования в электрических сетях;

– снижение потерь в электрических сетях и повышение эффективности транспортировки электроэнергии, в том числе за счет широкого внедрения систем управляемой компенсации реактивной мощности в том числе и на силовой электронике (статические компенсаторы, управляемые шунтирующие реакторы и др.) более чем на 30 подстанций напряжением 220-500 кВ;

– выполнение работ по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей на основе новых технологий и современного оборудования, соответствующего по своему уровню лучшим зарубежным образцам, создание высокointегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей нового поколения в ЕЭС России на примере полигонов цифровой подстанции, энергокластера Эльгауголь на территории Дальнего Востока и др. (интеллектуальные сети - Smart Grids);

– – реализованы проекты по развитию систем умного учета - пилот Пермь (50 тыс. интеллектуальных точек учета в 2010 году), в настоящее время в системе интеллектуального учета электроэнергии задействованы порядка уже более 1,2 млн. счетчиков в Российской Федерации;

– Создание зарядной инфраструктуры для развития электромобилей (проект МОЭСК);

– создание проводников с использованием новых композитных материалов, позволяющих увеличить токонесущую способность, уменьшить затраты на сооружение линий электропередачи, уменьшить потери в сетях;

– организацию производства высокотемпературных сверхпроводниковых материалов и устройств на их основе;

– развитие силовой электроники и устройств на их основе, прежде всего различного рода сетевых управляемых устройств (гибкие системы передачи переменного тока - FACTS).

Основным экономическим механизмом стимулирования инвестиционного процесса в сфере генерации, должен стать долгосрочный рынок мощности.

Модернизация и создание новых генерирующих мощностей путем привлечения средств инвесторов является одной из ключевых задач российской электроэнергетики на сегодняшний день. Для решения этого вопроса Министерством энергетики Российской Федерации, совместно с НП «Совет рынка», в 2008-2010 годах разработан специальный механизм, стимулирующий инвестиции в отрасль и обеспечивающий выполнение обязательств инвесторов по вводу генерирующих мощностей – Договоры на поставку мощности (ДПМ).

Специальный механизм долгосрочных договоров поставки мощности (ДПМ), заключаемых на 10 лет в отношении вновь вводимых объектов генерации, обеспечил реальную инвестиционную привлекательность проектов по вводу новых мощностей, суммарная мощность которых к 2017 году составит 30 ГВт, с приростом мощности 25,2 ГВт. Кроме того, механизмы рынка мощности обеспечивают прямую экономическую заинтересованность в поддержании генерирующего оборудования в готовности к выработке электроэнергии, а также в своевременном и качественном проведении плановых ремонтов в отношении всех действующих электростанций, представленных на оптовом рынке.

В соответствии с ДПМ компании обязаны ввести в эксплуатацию генерирующие мощности с установленными характеристиками в установленный срок. При этом условия ДПМ предполагают гарантированную продажу всей поставляемой по договорам мощности на протяжении 10 лет, при условии покрытия от 70% до 95% капитальных и

эксплуатационных затрат, а также полную компенсацию затрат на технологическое присоединение к сетям. В случае подписания ДПМ включенные в них объекты учитываются в приоритете на конкурентных отборах мощности (КОМ) по отношению к действующей генерации.

ДПМ заключаются в отношении тепловой генерации (ТЭС). Для атомных электростанций (АЭС) и гидроэлектростанций (ГЭС) разработаны договоры, аналогичные ДПМ.

В результате договорной кампании 2010 года заключено ДПМ на совокупный объем денежных средств порядка 3 трлн. руб.

Обязанность по исполнению инвестиционных программ по ДПМ обеспечивается специальными механизмами контроля за их выполнением и договорной ответственностью сторон за неисполнение принятых обязательств. Также Правила рынка содержат набор положений, стимулирующих исполнение ДПМ.

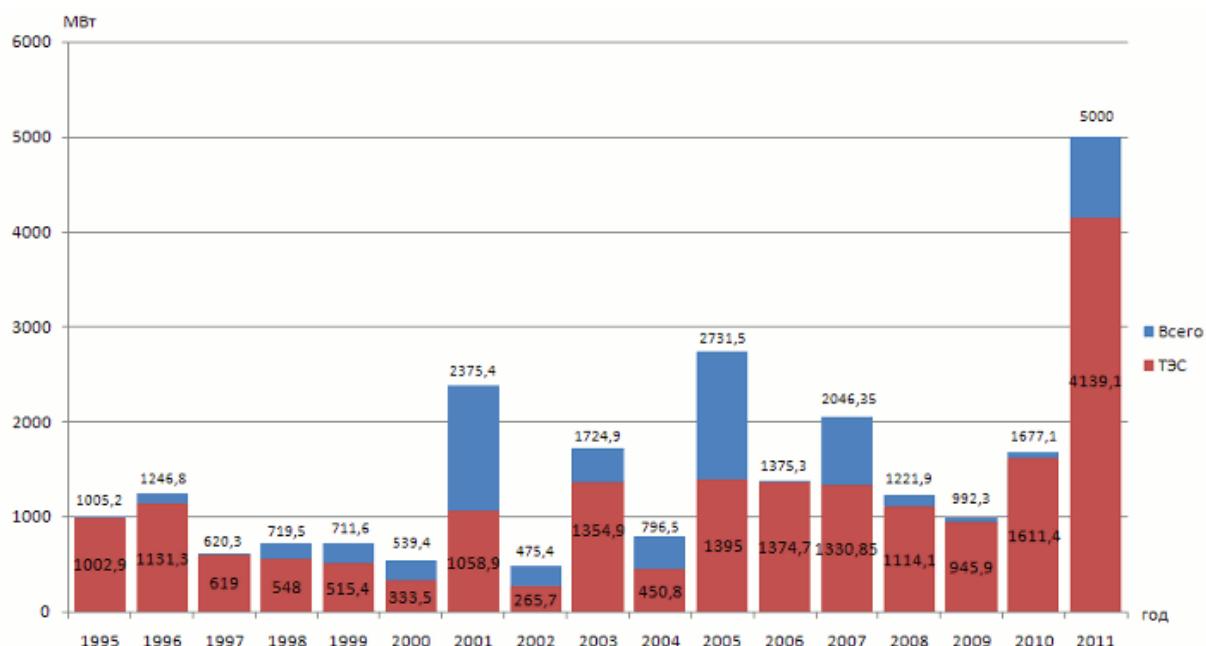
В частности, просрочка поставки более чем на год, приводит к продаже всей отобранный на КОМ мощности участника по тарифу. В случае неисполнения или несвоевременного исполнения ДПМ генерирующие компании несут ответственность из расчета 37,5% от цены продажи мощности соответствующего объекта ДПМ.

В общей сложности за 2011 год Наблюдательным советом НП «Совет рынка» установлено наличие оснований для начисления штрафов в связи с нарушением сроков вводов генерирующих объектов более чем на 2,44 млрд. рублей, в 2012 году - более чем на 2,78 млрд. рублей.

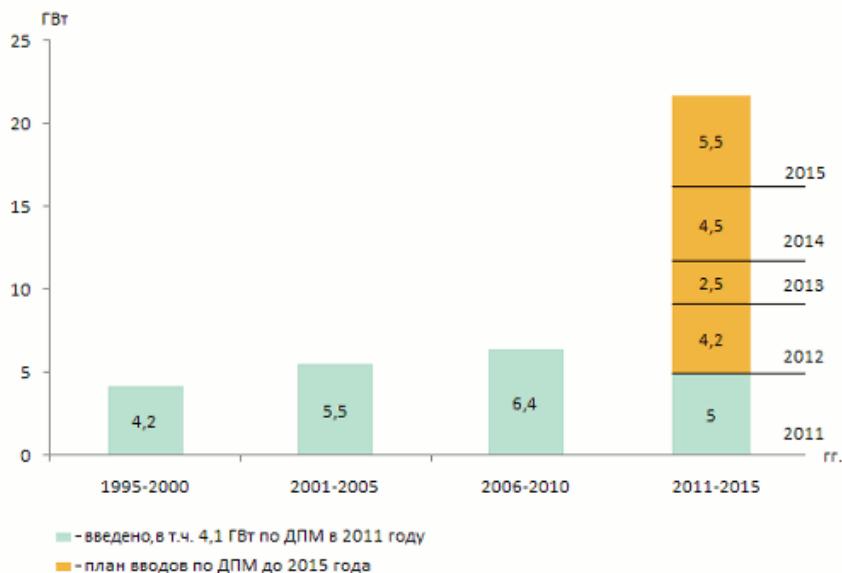
Благодаря данному механизму привлечения инвестиций в 2011 году введено больше мощностей в тепловой генерации, чем в любой год, начиная с 1995 года. Кроме того, в 2011 году концерн «Росэнергоатом» начал осуществлять поставку мощности второго энергоблока Волгодонской АЭС 1 ГВт.

2012 год стал рекордным по объемам введенной генерации за последние 20 лет. В совокупности в ЕЭС России введено 6,1 ГВт новых мощностей, в том числе по объектам ДПМ – 2,653 ГВт. (Для графика: на ТЭС введено 3,770 ГВт).

График вводов генерирующего оборудования, МВт



Объемы вводов 1995-2011 (факт) и 2012-2015 (план), ГВт



В сфере развития оперативно-диспетчерского управления предполагается обеспечить:

- создание высокоинтегрированного информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчетными системами принятия решений;
- создание высоконадежных магистральных каналов связи между различными уровнями диспетчерского управления и дублированных цифровых каналов обмена информацией между объектами и центрами управления;
- создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления.

В электроэнергетике начали применяться новые инструменты государственной инновационной политики. В частности, по итогам заседания президиума Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 2 августа 2010 года принято решение о разработке акционерными обществами с государственным участием программ инновационного развития, а также о необходимости формирования в России технологических платформ.¹

Программы инновационного развития предназначены для рационального использования запланированных на НИОКР средств с учётом, как приоритетов государственной политики, так и бизнес - стратегии компаний. В 2010 году все энергокомпании с государственным участием разработали концепции (основные положения) программ инновационного развития. Концепции ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро» ОАО «РАО ЭС Востока», были достаточно высоко оценены экспертами. Разработку программ инновационного развития предполагается завершить в первом полугодии 2011 г.

В 2010 году при поддержке Минэнерго России было инициировано создание четырех технологических платформ в электроэнергетике:

- «Интеллектуальная энергетическая система России»,

¹ Технологическая платформа - коммуникационный инструмент, направленный на активизацию усилий по созданию перспективных коммерческих технологий, новых продуктов (услуг), на привлечение дополнительных ресурсов для проведения исследований и разработок на основе участия всех заинтересованных сторон (бизнеса, науки, государства, гражданского общества), совершенствование нормативно-правовой базы в области научно-технологического, инновационного развития.

- «Малая распределенная энергетика»,
- «Перспективные технологии возобновляемой энергетики»,
- «Высокоэффективная тепловая энергетика».

Все эти платформы в соответствии с рекомендациями рабочей группы по развитию частно-государственного партнерства в инновационной сфере при Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям вошли в итоговый список технологических платформ Российской Федерации.

В условиях интенсивного роста инновационной активности в отрасли стала актуальной задача усиления координирующей роли Минэнерго России в данной области.

В 2010 году Минэнерго России приступило к организации системной работы по управлению планированием НИОКР и реализации заявленных планов, включая экспертную поддержку на всех стадиях выполнения научно-исследовательских работ.

Деятельность по государственной поддержке стратегических инициатив нашла свое отражение и в разработке и реализации масштабных региональных и отраслевых программ, отвечающих установкам, в том числе ЭС-2030.

Необходимо отметить некоторые из них:

- обеспечение устойчивого и надежного энергоснабжения Олимпиады 2014 в Сочи, саммита АТЭС 2012 во Владивостоке и ВСТО.

- проведение мероприятий по реализации, утвержденной Правительством Российской Федерации стратегии социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года и, в частности, подготовка программы развития энергетики Дальнего Востока.

В Дальневосточном федеральном округе приоритетным направлением развития отрасли является энергообеспечение крупных промышленных объектов в составе кластеров в «точках роста». К наиболее важным инфраструктурным проектам региона, реализации которых уделялось и уделяется особое внимание, относятся нефтепроводная система «Восточная Сибирь – Тихий Океан» 1 и 2 (ВСТО); особая портовая зона Советская Гавань, которая в перспективе должна стать вторыми портовыми воротами России; проект по расширению и электрификации БАМа; восточная газовая программа, реализуемая компанией ОАО «Газпром»; а также планы по разработке рудных месторождений в регионе. Собственные инвестиционные проекты в регионе реализуют ОАО «РАО ЭС Востока», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро», ОАО «ДВЭУК» и другие энергетические компании.

Также к основным направлениям развития электроэнергетики в регионе относится удовлетворение перспективного спроса на электроэнергию, обеспечение надежности энергоснабжения, а также создание и поддержание резервов мощности, повышение эффективности предприятий электроэнергетики. При этом, благодаря проводимой государством политике сдерживания роста тарифов, на сегодняшний день стоимость электроэнергии для потребителей практически во всех регионах Дальнего Востока сравнялось с аналогичным показателем Центрального Федерального Округа.

На сегодняшний момент суммарная мощность генерирующих объектов Дальнего Востока составляет 13 570,8 МВт, в том числе 8 203,69 МВт – теплоэлектростанций (ТЭС) и 5 319,11 МВт – гидроэлектростанций (ГЭС) и возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В результате реализации инвестиционной программы развития энергетики Дальнего Востока, с учетом строительства экспортно-ориентированных ТЭС, в 2020 гг. суммарная мощность генерирующих объектов возрастет на 60% и составит 22 185 МВт. Протяженность линий электропередач (ЛЭП) региона – более 108 000 км. К 2020 году планируется введение 16 000 км новых линий электропередач.

К основным вводам энергетического оборудования за последние годы можно отнести:

В июне 2010 года на ГРЭС-24 ОАО «ОГК-6» был реализован инвестиционный проект «Надстройка паросилового энергоблока 310 МВт газовой турбиной» в рамках ДПМ. После ввода модернизированного блока № 7 Рязанской ГРЭС (ГРЭС-24) его установленная мощность достигла 420 МВт.

В октябре 2010 года на Первомайской ТЭЦ-14 ОАО «ТГК-1» в рамках ДПМ введена первая парогазовая установка в производственном комплексе ОАО «ТГК-1» с установленной электрической мощностью 180 МВт и тепловой 138 Гкал/ч. Проект реконструкции Первомайской ТЭЦ предусматривает строительство двух энергоблоков ПГУ-ТЭЦ (две газовые турбины V-64.3A и паровая турбина Т-50/64) суммарной электрической мощностью 360 МВт и тепловой 270 Гкал/ч, строительство КРУЭ-110/6 кВ и хозяйства жидкого аварийного топлива. Уникальность типоразмера турбин во многом обусловлена требованиями системной надежности в данном узле электрических нагрузок в части единичной электрической мощности генераторов. Реализация проекта обеспечит покрытие дефицита электроэнергии г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, замещение низкоэкономичного оборудования 1950-х гг. и снижение экологической нагрузки на воздушный бассейн г. Санкт-Петербурга и водный бассейн Балтийского моря.



Первомайская ТЭЦ-14

В октябре 2010 года на Воронежской ТЭЦ-2 ОАО «Квадра» был введен в эксплуатацию новый энергоблок на базе парогазовой установки мощностью 115 МВт. Строительство ПГУ-115 на Воронежской ТЭЦ-2 осуществлялось в соответствии с масштабной инвестиционной программой компании по обновлению генерирующего оборудования в регионах своего присутствия. Эта программа предусматривает строительство 1 092 МВт новых мощностей на период до 2015 г. в рамках ДПМ. Новый парогазовый энергоблок построен на базе двух газовых турбин LM6000 PD Sprint производства General Electric, паровой турбины ПТ-25/34-3,4/1,2, изготовленной Калужским турбинным заводом, и двух котлов-утилизаторов типа КУП-75-3,9-440 производства украинского завода «Южтранс». После ввода энергоблока выработка электроэнергии электростанцией увеличится до 690 млн. кВт.ч. Используемые технологии позволят значительно снизить себестоимость производства электрической и тепловой энергии, что будет способствовать сдерживанию темпов роста тарифов на тепло и электроэнергию.

В ноябре 2010 года на Шатурской ГРЭС ОАО «ОГК-4» в рамках ДПМ было завершено строительство нового энергоблока мощностью 400 МВт – ПГУ-400 – на основе технологии, которая на сегодняшний день является передовой и уникальной для российской энергетической системы. Это первый в России одновальный энергоблок с самой мощной серийной газовой турбиной класса «F». ПГУ имеет наибольший КПД из всех действующих в настоящее время в России энергоблоков – 56%. Новый энергоблок отличается от менее эффективных установок значительно более низким выбросом CO_2 на единицу произведенной электроэнергии. В результате к концу 2012 г. выбросы углекислого газа будут сокращены более чем на 1 млн.т и окиси азота – в 6 раз. Благодаря высокой эффективности и экологичности ПГУ-400 Шатурской ГРЭС стал первым российским проектом, утвержденным ООН в качестве проекта совместного осуществления (Joint Implementation Project) в рамках Киотского соглашения.



В декабре 2010 года на Калининградской ТЭЦ-2 ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» введен в эксплуатацию энергоблок №2 мощностью 425 МВт. В результате установленная электрическая мощность была удвоена и достигла 875 МВт, тепловая - 680 Гкал. Энергоблок №2 Калининградской ТЭЦ-2 построен на базе современной парогазовой технологии и представляет собой установку, обеспечивающую комбинированную выработку тепловой и электрической энергии. Реализация отпуска тепловой энергии стала возможна после строительства магистральных тепловых сетей от этого энергоблока в южную часть города Калининграда. Тепловые сети протяженностью 9 км введены в эксплуатацию в октябре 2010 года.



В декабре 2010 года на Партизанской ГРЭС ОАО «РАО ЭС Востока» введены в эксплуатацию котлоагрегат и турбина К-100-90-6 мощностью 100 МВт. По проекту технического перевооружения Партизанской ГРЭС предполагалось восстановление ранее законсервированного и частично разукомплектованного котлоагрегата, а также замещение отработавшей парковый ресурс и демонтированной в 2002 году турбины на турбоустановку К-100-90-6, находящуюся в невостребованном резерве на Райчихинской ГРЭС (электростанция в филиале «Амурская генерация» ОАО «ДГК» – Амурская область).

Для выдачи дополнительной мощности с Партизанской ГРЭС не требуется строительство новых линий электропередачи, а используются существующие электрические сети. Перед установкой турбины проведена реконструкция фундаментов турбоагрегата. При восстановлении котлоагрегата были заменены отдельные элементы и установлено новое более эффективное оборудование. Кроме того, смонтированы современная

автоматизированная система контроля и управления пусковым комплексом и новая электролизерная установка производительностью 4 куб.м/ч взамен выработавшей свой ресурс. Установленная мощность Партизанской ГРЭС возросла до 247 МВт (на 68%).

Начат ввод мощностей строящихся электростанций на Дальнем Востоке, крупнейшими из которых являются Бурейская ГЭС, Богучанская ГЭС в Сибири, Усть-Среднеканская ГЭС.



Усть-Среднеканская ГЭС

В 2011 году активно велось строительство Гоцатлинской, Зарамагской ГЭС, Загорской ГАЭС-2. Было развернуто строительство Зеленчукской ГЭС- ГАЭС мощностью 140 МВт в Карачаево-Черкесской Республике, Зарагижской МГЭС мощностью 28,8 МВт в Кабардино-Балкарской Республике.

В начале 2011 года введена в эксплуатацию Егорлыкская ГЭС-2 мощностью 14,2 МВт в Ставропольском крае.



Егорлыкская ГЭС-2

В ходе восстановления Саяно-Шушенской ГЭС после аварии 17 августа 2009 года в декабре 2011 года введен в эксплуатацию гидроагрегат № 1 мощностью 640 МВт. Это первый полностью новый гидроагрегат станции (4 ранее введенных гидроагрегата представляли собой восстановленные старые машины). В октябре 2011 года завершено строительство берегового водосброса Саяно-Шушенской ГЭС, призванного повысить безопасность станции при прохождении паводков редкой повторяемости.



В течение 2011 года продолжались работы по реконструкции действующих ГЭС. После замен гидросилового оборудования и проведенных перемаркировок гидроагрегатов была увеличена мощность Угличской, Волжской и Жигулевской ГЭС

Наиболее крупные вводы генерирующих мощностей в 2012 году:

- Ивановские ПГУ – ПГУ 325 МВт;
- Калининская АЭС – 1000 МВт;
- Сызранская ТЭЦ – ПГУ 227,4 МВт;
- Уренгойская ГРЭС – ПГУ 460 МВт;
- Киришская ГРЭС – ГТУ 564 МВт;
- Правобережная ТЭЦ-5 – ПГУ 463 МВт;
- Новгородская ТЭЦ – ГТУ 168 МВт;
- Краснодарская ТЭЦ – ПГУ 411 МВт;
- Адлерская ТЭС – 2 ПГУ по 180 МВт;
- Красноярская ТЭЦ-3 – турбоагрегат 208 МВт;
- Харанорская ГРЭС – энергоблок 225 МВт;
- Богучанская ГЭС – 4 ГА по 333 МВт.

Без разработки и совершенствования нормативно-правовой базы невозможно было решение базовых проблем в ТЭК. В течение 2011-2012 годов приняты федеральные законы, постановления Правительства Российской Федерации по важнейшим вопросам развития ТЭК и ряд основных нормативно-правовых актов, разработанных (согласованных) Минэнерго России, которые регламентируют работу электроэнергетической отрасли и имеют большое значение для успешного развития отрасли.

Среди важнейших документов, следует выделить следующие:

Федеральный закон от 21 июля 2011 года № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса», устанавливающий организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса.

Федеральный закон от 3 декабря 2011 года № 382-ФЗ «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса», в соответствии с которым должна быть создана система сбора, хранения и обработки данных о деятельности топливно-энергетического комплекса.

Федеральный закон от 30 декабря 2012 года № 291-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования тарифного регулирования в сфере электроснабжения, теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения и водоотведения», нацеленный на развитие институтов долгосрочного регулирования в ЖКХ в целях привлечения в этот сектор частных инвестиций.

Постановление Правительства Российской Федерации от 21 февраля 2011 года № 97 «Об утверждении Типового положения об органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов».

Постановление Правительства Российской Федерации от 1 марта 2011 года № 129 «О внесении изменений в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», от 5 октября 2012 года № 1015

«О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в целях повышения доступности энергетической инфраструктуры», от 22 ноября 2012 года № 1209 и от 20 декабря 2012 года №1354 «О внесении изменений в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», упрощающие процедуры подключения к сетям.

Постановления Правительства Российской Федерации от 6 мая 2011 года № 355 «О внесении изменений в основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии», от 14 июля 2011 года «О внесении изменения в пункт 7 правил государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», от 30 декабря 2012 года № 1482 «О внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации по вопросам изменения процедуры смены гарантирующих поставщиков» уточняющие порядок действий в случае смены гарантирующего поставщика.

Постановления Правительства Российской Федерации от 4 ноября 2011 года № 877 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в целях совершенствования отношений между поставщиками и потребителями электрической энергии на розничном рынке» и от 29 декабря 2012 года № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) (вместе с "Правилами определения и применения гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)")», меняющие порядок ценообразования на розничных рынках электроэнергии.

Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

Постановление Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 года № 258 «О внесении изменений в правила установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг».

Постановление Правительства Российской Федерации от 4 марта 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

Постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 года № 437 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности», уточняющее порядок проведения конкурентного отбора мощности.

Постановление Правительства Российской Федерации от 30 июня 2012 года № 663 «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. №1178», в части тарифного регулирования деятельности сетевых организаций.

Постановление Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», устанавливающее Правила теплоснабжения.

Постановление Правительства Российской Федерации от 6 сентября 2012 года № 889 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», устанавливающее Правила вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей .

Постановление Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

Постановление Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 года № 1149 «О внесении изменений в Основы ценообразования в сфере деятельности организаций коммунального комплекса».

Экологическая безопасность и эффективная природоохранная политика являются одним из стратегических ориентиров топливно-энергетического комплекса Российской Федерации, функционирование которого сопровождается достаточно высоким уровнем совокупного воздействия на окружающую среду.

Следует отметить, что экологическая безопасность энергетики в значительной мере предопределяется эффективностью энергоиспользования.

Доля предприятий ТЭК в суммарных выбросах вредных веществ в атмосферу от стационарных источников составляет около 50%, в сбросах загрязненных сточных вод порядка 10%, а также на предприятия ТЭК приходится более 70% выбросов парниковых газов.

Наряду с основными производственными и технологическими процессами в отраслях ТЭК Российской Федерации, связанными с использованием ТЭР в электроэнергетике, производстве тепла, добыче и переработке энергоносителей, большие объемы выбросов в окружающую среду обусловлены также рядом специфических причин, таких как недостаточный уровень утилизации попутных и технологических газов при добыче и переработке нефти, утилизации угольного метана, а также потери углеводородного сырья при транспортировке. Негативное влияние оказывают также старение основных фондов, отставание внедрения высокоэффективных природоохранных методов и оборудования в основные производственные процессы.

Наряду со значительными запасами ископаемого органического топлива Российской Федерации обладает и значительными ресурсами возобновляемых источников энергии (геотермальная, солнечная, ветровая, океаническая, биомасса и др.). Технический потенциал возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) почти в 5 раз превышает объем потребления всех топливно-энергетических ресурсов России.

На законодательном уровне в соответствии с указом Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 года № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» предусматривалось государственная поддержка за счет бюджетных ассигнований реализации пилотных проектов в области использования ВИЭ. Работа по разработке механизмов реализации данной поддержки ведётся на постоянной основе.

8 января 2009 г. распоряжением Правительства Российской Федерации № 1-р были утверждены основные направления государственной политики повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2020 года. Эффективная реализация намеченных мер в значительной мере обеспечит рост доли электрической энергии, вырабатываемой на основе использования ВИЭ (без учета гидроэлектростанций мощностью более 25 МВт) в совокупном объеме производства электрической энергии в Российской Федерации с 1% в 2008 году до 4,5% в 2020 году. 27 июля 2010 года был принят федеральный закон Российской Федерации № 190-ФЗ «О теплоснабжении», в котором предусматривалась разработка мер стимулирования развития использования ВИЭ в сфере теплоснабжения.

С учетом ратификации Россией Киотского протокола к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, важной характеристикой

экологической безопасности становятся объемы выбросов парниковых газов и динамика этих выбросов.

Согласно Киотскому протоколу Российская Федерация приняла на себя количественные обязательства не превысить в период 2008-2012 годы уровень эмиссии парниковых газов, который наблюдался в 1990 году. Несмотря на то, что с 2000 года рост российской экономики составил почти 70%, уровень эмиссии парниковых газов до сих пор остается значительно ниже уровня 1990 года и, по прогнозам, в период до 2012 года Российская Федерация способна удерживать среднегодовую эмиссию парниковых газов ниже уровня 1990 года на 30%. Таким образом, Россия не только обеспечила выполнение принятых обязательств, но и внесла достаточно весомый вклад в мировые усилия по стабилизации выбросов парниковых газов. Российская Федерация, представив в Секретариат Сторон РКИК/Киотского протокола соответствующую отчетность и пройдя международную экспертизу, вошла в режим полного соблюдения обязательств по Киотскому протоколу.

В международном плане важное значение имеет реализация совместной инициативы по разработке Стратегии развития топливно-энергетических комплексов государств-членов ЕврАзЭС на период до 2020 года и созданию единого энергетического пространства ЕврАзЭС.

Весьма важным в сфере международной деятельности для России остается вопрос рационализации энергетического сотрудничества со странами так называемого «Ближнего» зарубежья.

Базовой целью во взаимоотношениях со странами, размещенными на территории постсоветского пространства, является усиление экономической интеграции в рамках СНГ, Таможенного союза и ЕврАзЭС.

Кроме того целесообразно отметить следующее:

развивается сотрудничество в сфере повышения энергоэффективности и энергосбережения;

ведется работа по продвижению российских высоких технологий в области мирного использования ядерной энергии на зарубежные рынки;

развивается международное сотрудничество в сфере инновационных энергетических технологий;

развивается сотрудничество в сфере реализации совместных проектов в области электроэнергетики, в том числе:

- строительство блока № 3 российско-казахстанского предприятия «Экибастузская ГРЭС-2» (подписано Соглашение между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации о строительстве и последующей эксплуатации третьего блока Экибастузской ГРЭС-2);

- реализация проекта выделения блоков Молдавской ГРЭС для экспорта электроэнергии в Румынию по ВЛ-400 кВ. (проведены исследования различных вариантов развития/изменения электрической схемы сети Молдавской энергосистемы). Принято, что мероприятия могут быть разделены на два этапа – пусковой и целевой. В настоящее время обсуждается пусковой этап.

Россия принимает активное участие в работе по сокращению масштабов энергетической бедности.

В настоящее время ЕЭС России работает в синхронном режиме с единой частотой электрического тока с энергосистемами Азербайджана, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Украины, Латвии, Литвы, Эстонии и Монголии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана и Киргизии, а через

энергосистему Украины – энергосистема Молдавии.

Совместно с ЕЭС России через устройства Выборгского преобразовательного комплекса работает энергосистема Финляндии. Кроме этого, с энергосистемой Финляндии параллельно работают отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской энергосистемы. Параллельно с энергосистемой Норвегии работают отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы.

От ОЭС Востока осуществляется электроснабжение выделенных районов Китая. В декабре 2011 года и январе 2012 года успешно проведены испытания вставки постоянного тока на новой межгосударственной ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ, построенной в целях увеличения экспорта электроэнергии (мощности) в Китай. С апреля 2012 года ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ находится в работе.

Параллельная работа ЕЭС России, а также ОЭС Востока с зарубежными энергосистемами регламентируется соответствующими межправительственными соглашениями, а также соглашениями между соответствующими субъектами электроэнергетики.

За период с момента распада СССР в целях формирования правовой, нормативно-технической, технологической и информационной баз межгосударственного сотрудничества в области электроэнергетики подписаны/утверждены:

- Советом глав правительств СНГ – 14 документов.
- Электроэнергетическим Советом СНГ – 38 документов.
- Сторонами Соглашения о параллельной работе энергосистем ЭК БРЭЛЛ – 13 документов.
- Правительствами государств-участников ЕЭП – 1 документ.
- В рамках двухстороннего межгосударственного сотрудничества главами правительств подписаны – 4 документа.
- В рамках (двух-) трехстороннего сотрудничества Системных (сетевых) операторов подписаны/утверждены – 32 документа, регламентирующих основные вопросы обеспечения параллельной/совместной работы национальных энергосистем, а также утвержден ряд инструктивных документов по режимам совместной работы энергосистем.

Так же ведется активный энергетический диалог с крупнейшими странами-потребителями и производителями энергоресурсов, а также с крупными региональными объединениями стран и международными организациями: (Россия – ЕС; Россия – МЭФ; Россия – МЭА; Россия – ДЭХ; Россия – «Группа Восьми»; Россия – ОПЕК; Россия – ФСЭГ).

Особое значение для экономического развития и энергетической безопасности страны имеет задача укрепления позиций России на мировых энергетических рынках.

Общая характеристика электроэнергетической отрасли

Годы	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Количество работающих (тыс. чел)	928	893	868	1377	1390	1374	1357	1367	1384		
Общее количество компаний-производителей электроэнергии	112	114	-	-	-	-	45	45		68	
Количество операторов передающей системы	1	1	-	-	-	-	1	1	1	1	
Количество крупных распределительных компаний	75	75	-	-	-	-	90	90			

Крупнейшие электростанции

№	Электростанция	Мощность турбо-гидроагрегатов (МВт)	Количество турбо-гидроагрегатов	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции				
1	Сургутская ГРЭС-2	800/396,9/400,2	6/1/1	5597,1
2	Рефтинская ГРЭС	300/500	6/4	3800
3	Костромская ГРЭС	300/1200	8/1	3600
4	Сургутская ГРЭС-1	178/180/210	1/2/13	3268
5	Рязанская ГРЭС	260/270/800	3/1/2	2650
6	Ставропольская ГРЭС	300	8	2400
7	Заинская ГРЭС	200	11	2200
8	Конаковская ГРЭС	305/325	4/4	2520
9	Ириклинская ГРЭС	300	8	2400
10	Пермская ГРЭС	800	3	2400
11	Новочеркасская ГРЭС	264/300	6/1	1884
12	Киришская ГРЭС	40/50/60/300/795	2/2/2/5/1	2595
13	Троицкая ГРЭС	85/278/485	3/3/1	1574
14	Шатурская ГРЭС	80/200/210/393,4	1/3/2/1	1493,4
Гидравлические электростанции				
1	Саяно-Шушенская ГЭС	640	10	6400
2	Красноярская ГЭС	500	12	6000
3	Братская ГЭС	250	18	4500
4	Богучанская ГЭС (строящаяся)	333	6	1998
5	Усть-Илимская ГЭС	240	16	3840
6	Волжская ГЭС (г.Волжский)	11/115/120/125,5	1/13/5/4	2608
7	Жигулёвская ГЭС	115/120/125,5	13/4/3	2351,5
8	Бурейская ГЭС	335	6	2010
9	Чебоксарская ГЭС	44/78	1/17	1370
10	Саратовская ГЭС	10/45/54/60	1/1/1/21	1369
11	Зейская ГЭС	215/225	2/4	1330
12	Нижнекамская ГЭС	35/78	1/15	1205
13	Загорская ГАЭС	200	6	1200
14	Воткинская ГЭС	100/110	8/2	1020
15	Чиркейская ГЭС	250	4	1000
Атомные электростанции				
1	Балаковская АЭС	1000	4	4000
2	Ленинградская АЭС	500	8	4000
3	Курская АЭС	500	8	4000
4	Смоленская АЭС	500	6	3000
5	Калининская АЭС	1000	84	4000
6	Нововоронежская АЭС	220/500	4/2	1834
7	Кольская АЭС	220	8	1760
8	Ростовская АЭС	1000	2	2000

Строительство и реконструкция электростанций

<i>Годы</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)	640	2088	965	2867	1479	2124	1322	1290,7	2902,5	4726,2	6289,76
В т.ч.	На ТЭС	272	1581	512	1530	1479	1408	1214	1224,8	1836,8	4682,4
	В т.ч. ПГУ и ГТУ	8	235	84	994	528	1120	920	629,2	1661,07	4368,82
	На ГЭС	368	507	453	336,5	-	716	108	65,9	65,7	14,2
	На АЭС	-	-	-	1000	-	-	-	-	1000	-
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)	472	855	357	1037	159	253	433		297,6	147,12	339,09
В т.ч.	На ТЭС	244	718	221	747	159	238	108		260,3	103,37
	В т.ч. ПГУ и ГТУ		235	6	213	-	-	-		-	-
	На ГЭС	228	137	136	290	-	15	325		37,3	30,5
	На АЭС	-	-	-	-	-	-	-		-	-
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)	1221	849	718,2	260	391	414	1074	363	1027,5	1525,1	1927,35
В т.ч.	На ТЭС	1106	716	-	260	390	414	636		845,5	1525,1
	На ГЭС	115	133	-	-	1	-	-		2	-
	На АЭС	-	-	-	-	-	-	-		-	-

Электрические сети Характеристика оборудования ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ФСК ЕЭС)

В 2009 году ОАО «ФСК ЕЭС» обеспечило надежную работу электропередачи (ЛЭП) протяженностью по трассе 121 096,85 км всех классов напряжения (0,4-1150 кВ), а также 797 подстанции (ПС) класса напряжений 35–1150 кВ/

В 2012 обеспечило надежную работу электропередачи (ЛЭП) протяженностью по трассе 130 826,45 км всех классов напряжения (0,4-1150 кВ), а также 853 подстанции (ПС) класса напряжений 35–1150 кВ, в том числе:

№ п/п	Характеристика оборудования	ВЛ Протяженность по трассе/ ПС (установленная трансформаторная мощность)	
		2009 год	2012 год
1	Линий на праве собственности	117 647,92 км	127 477,51 км
1.	напряжением 1150 кВ	948,80 км	948,80 км
2.	напряжением 800 кВ	377,89 км	377,89 км
3.	напряжением 750 кВ	2 972,8 км	3 219,88 км
4.	напряжением 500 кВ	33 520,6 км	36 467,63 км
5.	напряжением 400 кВ	126,36 км	126,36 км
6.	напряжением 330 кВ	10 301,77 км	10 602,15
7.	напряжением 220 кВ	68 025,98 км	74 307,93
8.	напряжением 150 кВ	0,906 км	0,906
9.	напряжением 110 кВ	1 140,96 км	1 144,07 км
10.	напряжением ниже 110 к	231,8 км	281,903 км

2	Линий на ином законном основании	3 448,93 км	3 348,943 км
11.	напряжением 750 кВ	110,7 км	110,70 км
12.	напряжением 500 кВ	97,21 км	97,21 км
13.	напряжением 330 кВ	223,29 км	223,29 км
14.	напряжением 220 кВ	3 003,06 км	2 884,97
15.	напряжением 110 кВ	14,6 км	32,703 км
16.	напряжением ниже 110 кВ	0,07 км	0,07 км
3	Подстанции на праве собственности:	761	849
17.	ПС напряжением 1150 кВ	2 (1 002 MBA)	3 (1 055,33 MBA)
18.	ПС напряжением 750 кВ	8 (19 975,5 MBA)	9 (26 823,76 MBA)
19.	ПС напряжением 500 кВ	96 (101 753,3 MBA)	103 (120 532,47 MBA)
20.	ПС напряжением 400 кВ	1 (4 747,3 MBA)	1 (4 778,20 MBA)
21.	ПС напряжением 330 кВ	60 (28 462,9 MBA)	66 (30 535,64 MBA)
22.	ПС напряжением 220 кВ	551 (129 298,3 MBA)	580 (142 096,13 MBA)
23.	ПС напряжением 110 кВ	33 (922,4 MBA)	35 (1 354,99 MBA)
24.	ПС напряжением 35 кВ	10 (23 MBA)	52 (136,68 MBA)
3.	Подстанции на ином законном основании:	36	34
25.	ПС напряжением 500 кВ	1 (22,63 MBA)	-
26.	ПС напряжением 330 кВ	2 (832,0 MBA)	2 (835 72 MBA)
27.	ПС напряжением 220 кВ	31 (6 071,78 MBA)	32 (6 647,20 MBA)
28.	ПС напряжением 110 кВ	2 (76,0 MBA)	-

В 2009 году ОАО «ФСК ЕЭС» обеспечило надежною работу электропередачи (ЛЭП) протяженностью по трассе 121 096,85 км всех классов напряжения (0,4-1150 кВ), а также 761 подстанции (ПС) класса напряжений 35-1150 кВ в том числе:

Линий на праве собственности - протяженностью по трассе 117 647,92 км:

- напряжением 1150 кВ протяженностью 948,8 км;
- напряжением 800 кВ протяженностью 377,89 км;
- напряжением 750 кВ протяженностью 2 972,8 км;
- напряжением 500 кВ протяженностью 33 520,6 км;
- напряжением 400 кВ протяженностью 126,4 км;
- напряжением 330 кВ протяженностью 10 301,77 км;
- напряжением 220 кВ протяженностью 68 025,98 км;
- напряжением 150 кВ протяженностью 0,906 км;
- напряжением 110 кВ протяженностью 1 140,96 км;
- напряжением ниже 110 кВ протяженностью 231,8 км.

Линий на ином законном основании - протяженностью по трассе 3 448,93 км:

- напряжением 750 кВ протяженностью 110,7 км;
- напряжением 500 кВ протяженностью 97,21 км;
- напряжением 330 кВ протяженностью 223,29 км;
- напряжением 220 кВ протяженностью 3 003,06 км;
- напряжением 110 кВ протяженностью 14,6 км;
- напряжением ниже 110 кВ протяженностью 0,07 км.

Подстанций:

- 2 ПС напряжением 1150 кВ с установленной трансформаторной мощностью 1 002 МВА
- 8 ПС напряжением 750 кВ с установленной трансформаторной мощностью 19 975,5 МВА
- 96 ПС напряжением 500 кВ с установленной трансформаторной мощностью 101 753,3 МВА
- 1 ПС напряжением 400 кВ с установленной трансформаторной мощностью 4 747,3 МВА
- 60 ПС напряжением 330 кВ с установленной трансформаторной мощностью 28 462,9 МВА
- 551 ПС напряжением 220 кВ с установленной трансформаторной мощностью 129 298,3 МВА
- 33 ПС напряжением 110 кВ с установленной трансформаторной мощностью 922,4 МВА
- 10 ПС напряжением 35 кВ с установленной трансформаторной мощностью 23 МВА

Перечень межгосударственных линий электропередач

№	№	Зарубежное государство	МЭС	Наименование МГЛЭП	Класс напряжения, кВ
1	1	Азербайджан	Юга	Дербент - Хачмаз	330
2	2	Азербайджан	Юга	Белиджи - Ялама	110
3	1	Абхазия	Юга	Псоу - Леселидзе (ВЛ "Накадули")	110
4	2	Абхазия	Юга	Псоу-Бзыби (ВЛ "Салхино")	220
5	1	Беларусь	Северо-Запада	Красная Гора - Светиловичи	110
6	2	Беларусь	Северо-Запада	Лотаки - Самотевичи	35
7	3	Беларусь	Северо-Запада	Новосокольники - Полоцк Л345	330
8	4	Беларусь	Северо-Запада	Рославль - Кричев	330
9	5	Беларусь	Северо-Запада	Смоленская АЭС - Белорусская	750
10	6	Беларусь	Северо-Запада	Талашкино - Витебск	330
11	7	Беларусь	Северо-Запада	Новозыбков (1 цепь) – Гомель 330 (с отпайкой на Закопытье)	110
12	8	Беларусь	Северо-Запада	Новозыбков (2 цепь с отпайкой на Вышков и Новозыбков 2) - Гомель330	110
13	9	Беларусь	Северо-Запада	Индуктор (с отпайкой на Вышков) - Гомель (с отпайкой на Шимберг)	110
14	10	Беларусь	Северо-Запада	Рудня - Лиозно	110
15	11	Беларусь	Северо-Запада	Ивановка - Ленино	35
16	1	Грузия	Юга	Центральная – Ингурин ГЭС (ВЛ "Кавкасиони")	500
17	1	Казахстан	Сибири	Экибастузская - Алтай Л 1104	500

18	2	Казахстан	Сибири	Рубцовск - АООТ «ЕЭК» (Ермак ГРЭС) ВЛ 552	500
19	3	Казахстан	Сибири	Рубцовск - Усть-Каменогорск ВЛ 554	500
20	4	Казахстан	Сибири	Кулунда - Павлодар ПК-240	110
21	5	Казахстан	Сибири	Кулунда - Маралды цепь 1, 2 МК-125, МК-126	110
22	6	Казахстан	Сибири	Горняк - Жескент 1, 2 ГЖ-161, ГЖ-162	110
23	7	Казахстан	Центра	Бузанская - ГНСВ ВЛ-443	110
24	8	Казахстан	Центра	Бузанская - Чертомбай ВЛ 441	110
25	9	Казахстан	Центра	В.Баскунчак - Суюндук ВЛ-757	110
26	10	Казахстан	Центра	В.Баскунчак - Сайхин ВЛ-756	110
27	11	Казахстан	Центра	Кайсацкая - Джаныбек (с отпайкой на ПС Светлана) ВЛ-242	110
28	12	Казахстан	Центра	Джаныбек - Эльтон (с отпайкой на ПС Приозерная) ВЛ 244	110
29	13	Казахстан	Центра	ПС Джаныбек - Вишневская	35
30	14	Казахстан	Центра	ПС Джаныбек - Поляковка, ВЛ №18	10
31	15	Казахстан	Центра	ПС Джаныбек - Вишневка, ВЛ №19	10
32	16	Казахстан	Урала	Курган - Аврора	500
33	17	Казахстан	Урала	Макушино - Аврора	220
34	18	Казахстан	Урала	Большеприютная - Пресновка	110
35	19	Казахстан	Урала	2 ВЛ Петухово - Петропавловская ТЭЦ-2	110
36	20	Казахстан	Урала	Петухово - Петропавловская ТЭЦ-2 (отпайка Горбуново)	110
37	21	Казахстан	Урала	Трубецкое-Т - Зерновая-Т (ЮУЖД)	10
38	22	Казахстан	Сибири	Районная - Валиханово (ЗСЖД), Л-223	220
39	23	Казахстан	Сибири	Урожай - Мынкуль (ЗСЖД), Л-222	220
40	24	Казахстан	Сибири	Иртышская - АООТ «ЕЭК» (Ермак ГРЭС), ВЛ-553	500
41	25	Казахстан	Сибири	Таврическая - Аврора, ВЛ-556	500
42	26	Казахстан	Сибири	Таврическая - АО Экибастуз (Экибастузская ЭС), ВЛ-557	500
43	27	Казахстан	Сибири	Иртышская - Валиханово (ЗСЖД), Л-225	220
44	28	Казахстан	Сибири	Иртышская - Мынкуль (ЗСЖД), Л-224	220
45	29	Казахстан	Сибири	Полтавка - Горьковская (Кызыл-Ту), С-5	110
46	30	Казахстан	Сибири	Юбилейная - Булаево-Нефть 1, 2 (С-125, С-126) - Петропавловская ТЭЦ-2	110
47	31	Казахстан	Урала	Юнино - отпайка от ВЛ Юбилейная - Булаево-Нефть 1, 2 (С-125, С-126) - Петропавловская ТЭЦ-2	110
48	32	Казахстан	Урала	Ириклинская ГРЭС - Джетыгара	500
49	33	Казахстан	Урала	Новотроицк - Ульке	220
50	34	Казахстан	Урала	Орск - Актюбинск	220
51	35	Казахстан	Урала	Орск - Кимперсай	220
52	36	Казахстан	Урала	Акбулак - Яйсан	110
53	37	Казахстан	Урала	Изобильное - Чингирлау	110

54	38	Казахстан	Урала	Илекская - Месторождение	110
55	39	Казахстан	Урала	Килембай - Щербаковская	110
56	40	Казахстан	Урала	Покровка 2 - Зеленый Дол	35
57	41	Казахстан	Урала	Светлинская - Урожайная	35
58	42	Казахстан	Урала	Линевская - Чингирлау	35
59	43	Казахстан	Урала	Первом. 35/10 ф. №3 ТП № 48 - Хобда	0,4
60	45	Казахстан	Волги	Южная - Степная	220
61	46	Казахстан	Волги	Кинель (с отпайкой на ПС Южная) - Уральская	220
62	47	Казахстан	Волги	Южная - отпайка от ВЛ "Кинель - Уральская"	220
63	48	Казахстан	Волги	Балаковская АЭС - Степная	220
64	49	Казахстан	Волги	Озинки - Семиглавый Мар	110
65	50	Казахстан	Волги	Александров Гай - Казталовка	35
6	51	Казахстан	Волги	Новоузенск - Богатырево	35
67	52	Казахстан	Волги	Петропавловка - Джаксыбай	35
68	53	Казахстан	Урала	Троицкая ГРЭС - Сокол	500
69	54	Казахстан	Урала	Челябинская - Кустанай	500
70	55	Казахстан	Урала	Троицкая ГРЭС - Приуральская	220
71	56	Казахстан	Урала	ПС Южно-Уральский рудник, фидер 2	6
72	57	Казахстан	Урала	ПС Южно-Уральский рудник, фидер 3	6
73	58	Казахстан	Урала	ПС Южно-Уральский рудник, фидер 22	6
74	59	Казахстан	Урала	Карталы - Кара-Оба	110
75	60	Казахстан	Урала	Ракитное - Баталы	110
76	61	Казахстан	Урала	Троицкая ГРЭС - Станционная	110
7	62	Казахстан	Урала	Саламат-тяга (ЮУЖД) - Бос科尔-тяга (ЮУЖД)	110
78	63	Казахстан	Урала	Саламат-тяга (ЮУЖД) - Магнай-тяга (ЮУЖД)	110
79	64	Казахстан	Урала	Троицкая ГРЭС - Еманкино (ЮУЖД)	110
80	65	Казахстан	Урала	Восточная - Пригородная	110
81	66	Казахстан	Урала	Троицкая ГРЭС - Магнай-тяга (ЮУЖД)	110
82	67	Казахстан	Урала	Строительная - Багерная 2 (с отпайкой на Багерную 1)	35
83	68	Казахстан	Урала	Строительная-Шубаркуль (отпайкой на Багерную 1,2)	35
84	69	Казахстан	Урала	Отпайка от ВЛ 10 кВ ПС Золотая сопка - ВЛ Бугристое на ТП-2140П	10
85	70	Казахстан	Урала	Отпайка от ВЛ 10 кВ ПС Золотая сопка - ВЛ Таможня на ТП-2141П	10
86	71	Казахстан	РК (ЮУЖД)	Троицкая ГРЭС - Бос科尔 тяга	110
87	1	Китай	Востока	Благовещенск - Хэйхэ	110
8	2	Китай	Востока	Сиваки - Шипачжань с отпайкой на ПС Байна	110
89	3	Китай	Востока	Благовещенская – Айгунь 1, 2	220
90	4	Китай	Востока	Амурская - Хэйхэ	500
91	1	Латвия	Северо-Запада	Великорецкая - Резекне	330

92	1	Литва	Северо-Запада	Советск - Битенай № 1 (Л-325)	330
93	2	Литва	Северо-Запада	Советск - Круонио ГАЭС Л-447	330
94	3	Литва	Северо-Запада	Советск - Пагегай, Л-104, Л-105	110
95	4	Литва	Северо-Запада	Советск - Битенай № 2 (Л-326)	330
96	5	Литва	Северо-Запада	Нестеров - Кибартай Л-130	110
97	7	Литва	Северо-Запада	Рыбачий - Нида	10
98	8	Литва	Северо-Запада	Куршская Коса - Нида	10
99	1	Монголия	Сибири	2 ВЛ Селендума - Дархан С-257, С-258	220
100	2	Монголия	Сибири	Монды - Турта	10
101	3	Монголия	Сибири	Хандагайты КТП-11 - КТП Монголия	0,4
102	4	Монголия	Сибири	Чадан-Хандагайты-Улантом, С-458	110
103	5	Монголия	Сибири	Хандагайты ДАПП Хандагайты с отпайкой на сомон Давст	10
104	6	Монголия	Сибири	Эрзин - Нарын с отпайкой Молдурга с отпайкой КПП "Цаган-Толгой" с отпайкой КПП "Арц-Суурь" (МНР)	10
105	7	Монголия	Сибири	Оо-Шынаа – сомон Тэс	10
106	8	Монголия	Сибири	Верхний Ульхун (отп. ВЛ-10 кВ "Гос. Граница) - Ульхан-Майхан	10
107	9	Монголия	Сибири	Соловьевск - Эренцав	10
108	10	Монголия	Сибири	ТП 10/0,4 кВ № 15-02/4-5 - КПП-Тэс	0,4
109	2	Украина	Центра	Валуйки - Змиевская ТЭС	330
110	3	Украина	Центра	Шебекино - Лосево	330
111	4	Украина	Центра	Шебекино - Лосево	500
112	5	Украина	Центра	Курская АЭС - Североукраинская	750
113	6	Украина	Центра	Курская АЭС - Шостка	330
114	7	Украина	Центра	Курская АЭС - Шостка	330
115	8	Украина	Центра	Суджа - Сумы	110
116	9	Украина	Центра	Суджа - Сумы	110
117	9	Украина	Юга	Шахты Ш-30 - Победа	500
118	11	Украина	Юга	Шахты Ш-30 - Победа	400
119	12	Украина	Юга	Сысоево - Луганская ТЭС	220
120	13	Украина	Юга	Сысоево - Великоцкая	220
121	14	Украина	Юга	Сысоево - Великоцкая	220
122	15	Украина	Юга	Таганрог Т-15 - Амвросиевка	110
123	16	Украина	Юга	Матвеев Курган - Квашино-тяговая	110
124	17	Украина	Юга	Гундоровская - отпайка от Центральная - Тяговая	330
125	18	Украина	Юга	Ростовская - Южная	110
126	1	Украина	Юга	Северный портал - Джава	110

127	2	Южная Осетия	Юга	Северный портал - Джава	110
128	1	Финляндия	Юга	ВЛ Выборг - Кюми	400
129	2	Финляндия	Северо-Запада	ВЛ Выборг - Кюми	400
130	3	Финляндия	Северо-Запада	ВЛ Выборг - Юлликкяля I	400
131	4	Финляндия	Северо-Запада	ГЭС-11 Иматра	110
132	1	Эстония	Северо-Запада	Светогорская ГЭС-11 Иматра	330
133	5	Финляндия	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны МАПП Брусничное	0,4
134	6	Финляндия	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны МАПП Светогорск	20
135	7	Финляндия	Северо-Запада	Кайтакоски ГЭС-4 Ивало (Л-82)	110
136	8	Финляндия	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны МАПП Лотта	20
137	9	Финляндия	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны МАПП Суоперя	0,4
138	10	Финляндия	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны ПУП Инари	0,4
139	11	Финляндия	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны ПУП Кописелька	5
140	12	Финляндия	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны ПУП Ристилахти	0,4
141	13	Финляндия	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны ПУП Хаапаваара	5
142	1	Эстония	Северо-Запада	Кингисепп - Эстонская ГРЭС Л-373	330
1435	2	Эстония	Северо-Запада	Ленинградская - Балтийская ГРЭС (Л-374)	330
144	3	Эстония	Северо-Запада	Псков - Тарту	330
145	1	Норвегия	Северо-Запада	Борисоглебская ГЭС 8-Киркинэс	154
146	2	Норвегия	Северо-Запада	Борисоглебская- ГЭС-8 норвежский пограничный пункт «Сколтесоснаккен»	0.4
147	3	Норвегия	Северо-Запада	ГЭС-6 «Раякоски-норвежский пограничный пункт «Гренсеберг»	0.4

Всего межгосударственных линий электропередач:	147
Из них:	
	Азербайджан
	2
	Абхазия
	2
	Беларусь
	11
	Грузия
	1
	Казахстан
	70
	Китай
	4
	Латвия
	1
	Литва
	7
	Монголия
	10
	Украина
	18
	Южная Осетия
	2
	Финляндия
	13
	Эстония
	3
	Норвегия
	3

По состоянию на 31 декабря 2012 года общая протяженность линий электропередачи – воздушных в одноцепном исчислении (ВЛ) и силовых кабельных линий (КЛ) в целом по ОАО «ФСК ЕЭС» (ДЗО ОАО «Россети», осуществляющее эксплуатацию магистральных электрических сетей) России составила 144,639 тыс.км. Линии электропередачи (ЛЭП)

напряжением 220 кВ и выше, участвующие в передаче электроэнергии, составляют 6,5% общей протяжённости ЛЭП по ДЗО ОАО «Россети» по цепям, а ВЛ и КЛ напряжением ниже 220 кВ, участвующие в распределении электроэнергии, - 93,5%.

Протяжённость ВЛ и КЛ по классам напряжения представлена в таблице

Протяжённость ВЛ и КЛ на 31.12.2012 (по цепям)

Класс напряжения	Протяжённость, тыс. км
Системообразующие ВЛ 220 кВ и выше	145,06
ВЛ 35 - 154 кВ	393,07
ВЛ 0,38 - 20 кВ	1545,48
КЛ 35 кВ и выше	2,82
КЛ 0,38 - 20 кВ	140,5
Всего	2226,9

В составе ЕЭС России работают семь Объединенных энергосистем (ОЭС). Параллельно работают ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири. Параллельно работающие в составе ОЭС Востока энергосистемы образуют отдельную синхронную зону, точки раздела которой по транзитам 220 кВ с ОЭС Сибири устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений.

21 декабря 2012 года в 10:00 по московскому времени при средневзвешенной температуре воздуха -22,5°C в Единой энергетической системе России зафиксирован новый исторический максимум потребления электрической мощности, который составил 157 425 МВт. При этом нагрузка электростанций ЕЭС России составила 158986 МВт.

По ряду энергообъединений и энергосистем уровень потребления мощности 2012 года также превысил исторический максимум (ОЭС Центра, ОЭС Сибири, ОЭС Востока, Белгородская ЭС, Калужская ЭС, Московская ЭС, Тюменская ЭС, ЭС Приморского края).

Единая энергосистема России в 2012 году 100% календарного времени работала с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТ 13109-97. Кроме того, в 2012 году частота электрического тока в ЕЭС России поддерживалась в пределах, установленных Стандартом ОАО «СО ЕЭС» «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам».

В течение 2012 года были зафиксированы кратковременные отклонения частоты электрического тока за пределы $50,00 \pm 0,05$ Гц в 1 синхронной зоне ЕЭС России, не нарушающие требования указанного Стандарта. В 2012 году суммарная продолжительность работы 1 синхронной зоны ЕЭС России с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 01 час 01 минута, а с частотой менее 49,95 Гц – 01 час 23,5 минуты.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2013 составила 223 070,83 МВт.

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России на 01.01.2013 г.: ТЭС - 151827,96 МВт (68,1%), ГЭС - 45976,87 МВт.

Структура установленной мощности электростанций Российской Федерации на 01.01.2013: из 223070 (20,6%), АЭС - 25266,83 МВт (11,3 МВт (21,2%) – ГЭС и 25242,0 МВт (11,3%) – АЭС%).

Ввод новой мощности в 2012 году на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил 6134,31 МВт.

Выведено из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России

суммарной мощностью 1 911,37 МВт.

Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России составила 1 032,3 млрд. кВтч (прирост к 2011 году составил 1,3%), в сравнении с 2011 годом составил 1,5%).

Структура выработки электроэнергии в том числе:

- ТЭС – 699,5 млрд. кВтч (прирост на 1,2%);
- ГЭС – 155,4 млрд. кВтч (снижение на 0,1%);
- АЭС – 177,3177,4 млрд. кВтч (прирост 2,7 на 2,6%).

Выработка электроэнергии электростанциями оптовых и территориальных генерирующих компаний составила:

- электростанции ОГК – 352,0 млрд. кВтч (прирост к 2011 году 0,6%)
- электростанции ТГК – 255,3 млрд. кВтч (снижение на 0,9%)

Структура расхода топлива на ТЭС и котельных энергокомпаний в 2012 году: газ 70,6%; уголь 28,4%; мазут 0,9%.

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2012 году составило 4689 часов.

При этом число часов использования установленной мощности составляет:

- тепловых электростанций около 4635 часов или 52,4 % календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций – 7241 час (82,4 % календарного времени);
- гидроэлектростанций – 3473 часа (39,5 % календарного времени);
- электростанций промпредприятий – 5195 часов (57,4 % календарного времени).

В течение 2012 года введены в работу 84 линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, из них:

ВЛ 750 кВ – 1 ЛЭП;

ВЛ 500 кВ – 10 ЛЭП;

ВЛ 330 кВ – 5 ЛЭП;

ВЛ 220 кВ – 68 ЛЭП.

Производство и потребление электроэнергии России в 2012 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство эл.энергии (млн кВт·ч)	101628,9	99734,4	96951,8	82943,7	78417,9	73755,9	76514,7	77796,5	78043,0	88275,1	93456,2	106514,1
Потребление эл.энергии (млн кВт·ч)	99832,9	97731,9	95236,5	81875,4	77280,2	72850,5	75526,6	76633,5	76884,3	87242,2	92127,5	104656,8

Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы России

Годы		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Производство ЭЭ, (млрд кВт·ч).		875,1	900,2	914,9	935,4	980,4	1001,6	1030,5	981,8	1025,39	1040,53	1054,03
В т.ч.	ТЭС	569,5	592,2	592,3	610,6	647,4	658,7	698,9	590,83	687,14	702,53	711,82
	ГЭС	164,2	157,7	177,7	174,5	175,0	179,0	166,6	174,81	168,12	164,96	164,59
	АЭС	141,4	150,3	144,9	149,6	155,1	159,7	162,7	163,27	170,14	173,04	177,62
Потребление ЭЭ, (млрд кВт·ч).		863,4	888,2	908,9	924,2	965,5	989,8	1013,6	968,0	1009,62	1021,22	1038,26
Межгосудар- ственные перетоки ЭЭ (млрд кВт·ч)	Передача	18,0	21,1	19,2	22,6	20,52	18,14	20,346	17,42	19,36	23,42	17,91
	Получение	6,9	8,2	12,2	10,3	5,11	5,62	3,047	3,023	2,92	3,42	1,76
Установленная мощность (тыс. МВт)		206,2	207,4	207,7	210,5	212	215,4	216,1	217,3	220,3	223,6	228,7
В т.ч.	Тепловых	139,1	139,9	139,8	141,3	142,6	144,7	145,4	146,41	148,5	151,7	154,5
	Гидравлических	44,8	45,2	45,6	45,9	45,9	46,8	47,2	47,3	47,5	47,6	48,9
	Атомных	22,3	22,3	22,3	23,3	23,5	23,9	23,5	23,5	24,3	24,3	25,3
Абсолютный максимум нагрузки по ЕЭС России (тыс. МВт)		134,9	132,0	134,7	137,4	146,4	148,5	152,2	151,8	151,3	149,6	157,4
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд кВт·ч)		13,1	11,4	11,4	8,4							
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд кВт·ч) **		107,6	110,5	112,6	112,6	107,6	104,8	109,2	101,0	104,9	105,0	
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		337,2	335,9	334,0	334,3	333,9	332,9	336,0	333,1			
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		145,0	144,4	144,0	144,7	145,6	144,7	144,1	143,9			
Отпуск ЭЭ потребителям (млрд кВт·ч)**		770,7	792,4	811,6	828,1	872,4	897,7	913,5	879,1	915,7	926,0	944,5
В т.ч.	Промышленность и строительство	471,9	488,3	500,2	507,0	544,6	569,7	582,1	550,6	565,0	571,0	574,1
	Транспорт***	67,8	75,2	80,3	83,2	85,9	86,6	86,7	82,3	88,4	89,3	88,3
	Сельское хозяйство****	60,1	57,8	56,4	42,3	16,8	16,2	15,5	14,8	14,7	14,5	14,2
	Комбайт	118,5	118,3	119,9		195,6	224,7	236,8	229,2	233,4	247,8	217,1
	Прочие	51,5	51,7	54,8								267,9
Средний фактический тариф на ЭЭ (Цент/кВт·ч)*****		1,59	1,87	2,31	2,71	3,05	3,54	4,37	5,38	6,64	7,79	7,10
В т.ч.	Промышленность	1,99	2,35	2,71	3,00	3,45	4,22	5,15	5,13	6,90	7,19	6,71
	Население	1,53	2,17	2,27	3,80	3,46	4,27	4,93	4,77	5,67	6,12	5,86
Средняя цена топлива (\$/тут)*****		19,4	25,1	30,9	36,6	43,8	50,9	64,4	57,4	75,3	84,8	84,7
В т.ч.	<i>Газ</i>	16,9	23,3	29,9	36,4	41,7	50,8	68,7	59,6	77,2	90,9	91,7
	<i>Мазут</i>	45,0	58,1	62,8	74,4	122,3	143,8	222,6	164,8	229,5	258,0	273,1
	<i>Уголь</i>	21,2	24,0	28,7	32,0	36,9	43,0	49,5	43,8	50,2	60,1	60,2

** данные Росстата. За 2002-2003 гг. без учета данных по Чеченской республике и Республике Ингушетия;

*** начиная с отчета за 2005 год, данные приводятся по виду экономической деятельности «Транспорт и связь»;

**** начиная с отчета за 2005 год, данные приводятся по виду экономической деятельности «Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство» и сельскому населению;;

***** тарифы приведены по форме 46 ЭЭ (полезный отпуск) без учета муниципальных предприятий,

***** без учета стоимости сожженного топлива на Охинской ТЭЦ, Волжской ТЭЦ-2, Калининградской ТЭЦ-1, Бурятэнерго.

Выбросы загрязняющих веществ

Год	Расход топлива, млн.тут				Выбросы загрязняющих атмосферу веществ (млн.тонн ³)/Кг/тут		
	всего	газ	мазут	уголь	Оксиды серы	Оксиды азота	Летучая зола
Отчетные данные							
2001	236,7	159,4	11,1	66,2	1,341 /17,3	0,933 / 3,9	1,00 / 15,1
2002	238,2	160,8	10,1	67,3	1,272 / 17,0	0,924 / 3,9	0,942 / 14,6
2003	244,5	164,8	9,8	69,9			
2004	243,5	170,7	7,4	65,0			
2005	250,1	177,3	6,9	65,9	0,979/13,4	0,723/2,9	0,783/11,9
2006	262,7	183,4	8,9	70,4	1,067/13,5	0,757/2,9	0,891/12,7
2007	271	195,7	5,3	70	1,08/14,3	0,813/3	0,925/13,2
2008	281,9	196,5	5,3	80,1	1,198/14	0,882/3,1	1,016/12,7
2009	260,5	175,0	4,9	71,6	1,088/13,6	0,835/2,9	0,864/12,6
2010							
2011							
2012							

Примечание - удельные выбросы загрязняющих веществ рассчитаны:

Оксиды серы – на серосодержащее топливо (уголь и мазут)

Оксиды азота – на все топливо (уголь, газ, мазут)

Летучая зола - на уголь

Перечень основных нормативно-правовых актов, регулирующих деятельность в электроэнергетической отрасли

ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ЗАКОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
2. Федеральный закон от 03.12.2011 № 382-ФЗ «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса».
3. Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».
4. Федеральный закон от 18.07.2011 № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».
5. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
6. Федеральный закон от 27.12.2009 № 347-ФЗ «Технический регламент о безопасности низковольтного оборудования» (начало действия документа – 31.12.2010).
7. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
8. Федеральный закон от 26.03.2003 № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике».
9. Федеральный закон от 21.07.1997 № 177-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений».
10. Федеральный закон от 26.01.1996 № 14-ФЗ Гражданский кодекс Российской Федерации (часть вторая), глава 30, §6 Энергоснабжение.
11. Федеральный закон от 17.08.1995 № 147-ФЗ «О естественных монополиях».
12. Федеральный закон от 14.04.1995 № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».

ПОСТАНОВЛЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

13. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)».
14. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».
15. Постановление Правительства Российской Федерации от 26.10.2011 № 866 «Об утверждении Правил предоставления в 2011 году субсидий бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике и распределения субсидий, предоставляемых в 2011 году бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике».
16. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.02.2011 № 97 «Об утверждении Типового положения об органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов».
17. Постановление Правительства Российской Федерации от 25.01.2011 № 20 «Об утверждении Правил представления федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления информации для включения в государственную информационную систему в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».
18. Постановление Правительства Российской Федерации от 25.01.2011 № 19 «Об утверждении Положения о требованиях, предъявляемых к сбору, обработке, систематизации, анализу и использованию данных энергетических паспортов, составленных по результатам обязательных и добровольных энергетических обследований».
19. Постановление Правительства РФ от 31.12.2010 № 1242 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования розничных рынков электрической энергии».
20. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».
21. Постановление Правительства РФ от 20.10.2010 № 850 «Об утверждении критериев для предоставления из федерального бюджета субсидий в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт, признанных квалифицированными объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, лицам, которым такие объекты принадлежат на праве собственности или на ином законном основании».
22. Постановление Правительства РФ от 29.09.2010 № 775 «О предоставлении субсидий бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике».
23. Постановление Правительства РФ от 29.09.2010 № 770 «Об определении территорий неценовых зон оптового рынка электрической энергии (мощности)».

24. Постановление Правительства РФ от 28.09.2010 № 764 «Об утверждении Правил осуществления контроля за соблюдением субъектами естественных монополий стандартов раскрытия информации».
25. Постановление Правительства РФ от 24.09.2010 № 759 «О совершенствовании порядка технологического присоединения потребителей к электрическим сетям».
26. Постановление Правительства РФ от 08.09.2010 № 695 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в связи с установлением особенностей функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) в переходный период и ценообразования в отношении услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети».
27. Постановление Правительства РФ от 18.08.2010 № 636 «О требованиях к условиям контракта на энергосервис и об особенностях определения начальной (максимальной) цены контракта (цены лота) на энергосервис».
28. Постановление Правительства РФ от 09.08.2010 № 609 «О внесении изменений в стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии».
29. Постановление Правительства РФ от 09.06.2010 № 416 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу определения особенностей расположения точек поставки для единого хозяйствующего субъекта на железнодорожном транспорте на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности)».
30. Постановление Правительства РФ от 01.06.2010 № 391 «О порядке создания государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и условий для ее функционирования».
31. Постановление Правительства РФ от 15.05.2010 № 344 «О расчете стоимости электрической энергии (мощности) для потребителей в переходный период на территориях, не объединенных в ценные зоны оптового рынка».
32. Постановление Правительства РФ от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности». Постановление Правительства РФ от 21.04.2010 № 269 «О проведении конкурсов инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
33. Постановление Правительства РФ от 13.04.2010 № 238 «Об определении ценных параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода».
34. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности».
35. Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг».

36. Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1221 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных или муниципальных нужд».
37. Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1222 «О видах и характеристиках товаров, информация о классе энергетической эффективности которых должна содержаться в технической документации, прилагаемой к этим товарам, в их маркировке, на их этикетках, и принципах правил определения производителями, импортерами класса эффективности товара».
38. Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1225 «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».
39. Постановление Правительства РФ от 30.12.2009 № 1140 «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии».
40. Постановление Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».
41. Постановление Правительства РФ от 14.11.2009 № 929 «О порядке осуществления государственного регулирования в электроэнергетике, условиях его введения и прекращения и о внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».
42. Постановление Правительства РФ от 28.10.2009 № 846 «Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике».
43. Постановление Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».
44. Постановление Правительства РФ от 15.07.2009 № 558 «О предоставлении субсидий бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике».
45. Постановление Правительства РФ от 15.06.2009 № 492 «О существенных условиях и порядке разрешения разногласий о праве заключения договоров в отношении объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть».
46. Постановление Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления и использования охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».
47. Постановление Правительства РФ от 14.02.2009 № 114 «О критериях и порядке отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике».
48. Постановление Правительства РФ от 09.02.2009 № 98 «Об утверждении правил осуществления контроля за применением платы за технологическое присоединение и (или) стандартизованных тарифных ставок, определяющих величину этой платы».
49. Постановление Правительства РФ от 09.01.2009 № 14 «Об утверждении правил урегулирования споров, связанных с установлением и применением платы за технологическое присоединение и (или) тарифных ставок, установленных органами

государственного регулирования цен (тарифов) для определения величины такой платы (стандартизированных тарифных ставок)».

50. Постановление Правительства РФ от 10.12.2008 № 950 «Об участии органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в осуществлении государственного регулирования и контроля деятельности субъектов естественных монополий».
51. Постановление Правительства РФ от 26.11.2008 № 888 «Об утверждении Регламента государственной корпорации по атомной энергии «Росатом».
52. Постановление Правительства РФ от 07.11.2008 № 819 «О предоставлении субсидий бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике».
53. Постановление Правительства РФ от 29.09.2008 № 726 «О правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики».
54. Постановление Правительства РФ от 22.09.2008 № 707 «О порядке ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий».
55. Постановление Правительства РФ от 20.09.2008 № 705 «О программе деятельности государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» на долгосрочный период (2009–2015 годы)».
56. Постановление Правительства РФ от 25.08.2008 № 637 «Об организации деятельности правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба)».
57. Постановление Правительства РФ от 04.08.2008 № 581 «Об уполномоченном федеральном органе исполнительной власти по контролю за деятельностью совета рынка».
58. Постановление Правительства РФ от 03.06.2008 № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии».
59. Постановление Правительства РФ от 28.05.2008 № 400 «О Министерстве энергетики Российской Федерации».
60. Постановление Правительства РФ от 06.05.2008 № 346 «О мерах по реализации указа Президента Российской Федерации от 20.03.2008 № 369».
61. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 86 «О штабах по обеспечению безопасности энергоснабжения».
62. Постановление Правительства РФ от 26.07.2007 № 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».
63. Постановление Правительства РФ от 23.07.2007 № 465 «О предоставлении субсидий бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике».
64. Постановление Правительства РФ от 27.10.2006 № 628 «Об утверждении Правил осуществления контроля за соблюдением юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями запрета на совмещение деятельности по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике с деятельностью по производству и купле-продаже электрической энергии и о внесении изменения в Положение о Федеральной антимонопольной службе, утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 331».

65. Постановление Правительства РФ от 31.08.2006 № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».
66. Постановление Правительства РФ от 31.08.2006 № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)».
67. Постановление Правительства РФ от 06.06.2006 № 355 «Об особенностях функционирования хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в области электроэнергетики преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд».
68. Постановление Правительства РФ от 20.03.2006 № 151 «О лицензировании деятельности правопреемников акционерных обществ энергетики и электрификации и иных субъектов естественной монополии в электроэнергетике».
69. Постановление Правительства РФ от 26.01.2006 № 41 «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети».
70. Постановление Правительства РФ от 07.12.2005 № 738 «О порядке формирования источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности».
71. Постановление Правительства РФ от 06.05.2005 № 291 «Об утверждении положения о лицензировании деятельности по продаже электрической энергии гражданам».
72. Постановление Правительства РФ от 16.02.2005 № 81 «Об определении источников возмещения расходов на обеспечение деятельности и выполнение обязанностей эксплуатирующей организации, осуществляющей деятельность в области использования атомной энергии».
73. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям».
74. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».
75. Постановление Правительства РФ от 04.03.2004 № 136 «Об утверждении Типового положения об органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов».
76. Постановление Правительства РФ от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации».
77. Постановление Правительства РФ от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии».
78. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 792 «О перечне услуг по организации функционирования и развитию единой энергетической системы России».

79. Постановление Правительства РФ от 05.11.2003 № 674 «О порядке рассмотрения разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями».
80. Постановление Правительства РФ от 28.10.2003 № 648 «Об утверждении Положения об отнесении объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о ведении реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть».
81. Постановление Правительства РФ от 24.10.2003 № 643 «О Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».
82. Постановление Правительства РФ от 20.10.2003 № 638 «О системе отчетности, представляемой в федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий».
83. Постановление Правительства РФ от 16.09.2003 № 576 (ред. от 01.02.2005) «Об уполномоченном федеральном органе исполнительной власти по обеспечению государственного контроля за деятельностью администратора торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)».
84. Постановление Правительства РФ от 22.08.2003 № 516 «О предельных уровнях тарифов на электрическую и тепловую энергию».
85. Постановление Правительства РФ от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации».
86. Постановление Правительства РФ от 06.07.1998 № 700 «О введении раздельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике».

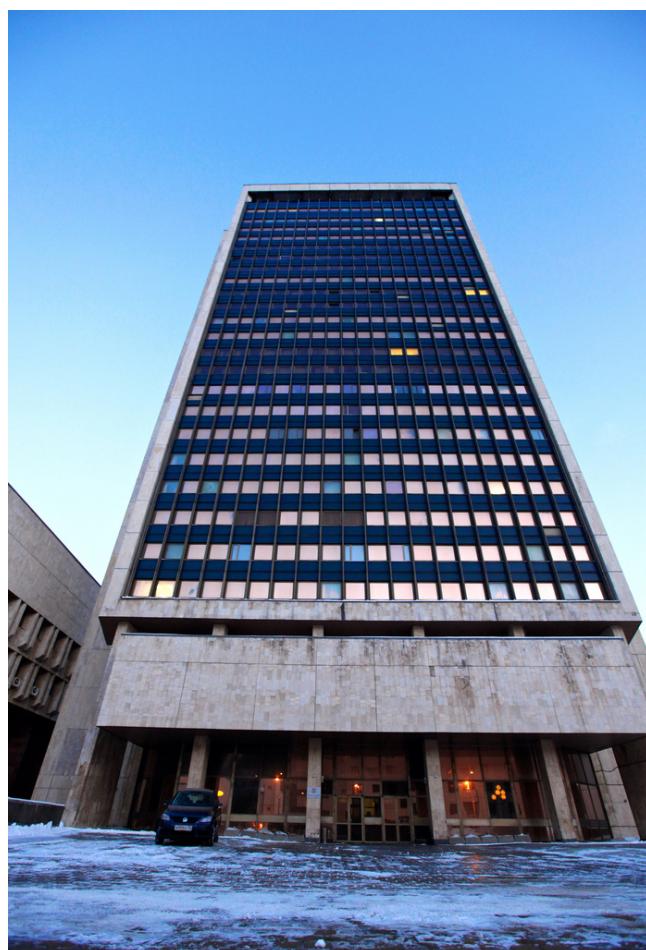
РАСПОРЯЖЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

87. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.11.2011 № 2135-р «Об отнесении генерирующего оборудования к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, на период с 1 января 2012 года по 31 декабря 2013 года».
88. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 21.10.2011 № 1843-р «О распределении субсидий, предоставляемых в 2011 году из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на софинансирование расходных обязательств, связанных с реализацией региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».
89. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 18.08.2011 № 1461-р «Об установлении предельного максимального уровня цен для проведения конкурентного отбора мощности на 2012 год».
90. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 17.05.2011 № 817-р «Об утверждении плана мероприятий по реализации Федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и Кодекса РФ об административных правонарушениях в целях обеспечения устойчивого и надежного снабжения электрической и тепловой энергией ее потребителей».
91. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 11.03.2011 № 387-р «О подписании Соглашения между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Белоруссия о некоторых мерах по обеспечению

- параллельной работы Единой энергетической системы России и Объединенной энергетической системы Республики Белоруссия».
92. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.12.2010 № 2485-р «Об утверждении Плана первоочередных мероприятий по реализации положений Федерального закона «О теплоснабжении».
 93. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 2446-р «Об утверждении государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года».
 94. Распоряжение Правительства РФ от 05.10.2010 № 1685-р «О внесении изменений в перечень генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности».
 95. Распоряжение Правительства РФ от 23.09.2010 № 1579-р «О плане мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации».
 96. Распоряжение Правительства РФ от 11.08.2010 № 1334-р «Об утверждении перечня генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности».
 97. Распоряжение Правительства РФ от 20.05.2010 № 819-р «О подписании Протокола об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ».
 98. Распоряжение Правительства РФ от 19.01.2010 № 30-р «Об утверждении плана мероприятий по переходу в 2010 году к регулированию цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые территориальными сетевыми организациями, в форме установления долгосрочных тарифов на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности таких организаций, в том числе на основе метода доходности инвестированного капитала, а также об утверждении сроков перехода».
 99. Распоряжение Правительства РФ от 01.12.2009 № 1830-р «Об утверждении плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации, направленных на реализацию Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
 100. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об утверждении Энергетической стратегии России на период до 2030 года».
 101. Распоряжение Правительства РФ от 18.08.2009 № 1166-р «Об утверждении комплекса мер по охране окружающей среды в части обеспечения экологической и радиационной безопасности в Российской Федерации».
 102. Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года».
 103. Распоряжение Правительства РФ от 20.09.2008 № 1376-р «Об утверждении перечня приоритетных расходных обязательств субъектов Российской Федерации и муниципальных образований, софинансируемых за счет средств федерального бюджета в 2009 году и в плановом периоде 2010 и 2011 годов».
 104. Распоряжение Правительства РФ от 04.05.2008 № 607-р «Об утверждении плана мероприятий на 2008-2010 годы по реализации ФЗ от 4 ноября 2007 г.

№ 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию единой энергетической системы России».

105. Распоряжение Правительства РФ от 22.02.2008 № 215-р «О генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года».
106. Распоряжение Правительства РФ от 22.12.2006 № 1802-р «Об утверждении перечня покупателей электрической энергии (мощности)».
107. Распоряжение Правительства РФ от 15.07.2006 № 1019-р «О концепции федеральной целевой программы «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 года».
108. Распоряжение Правительства РФ от 01.12.2003 № 1754-р «Об утверждении Программы изменения уровня государственных регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».
109. Распоряжение Правительства РФ от 01.09.2003 № 1254-р «О формировании генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии вместе с Составом генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии».
110. Распоряжение Правительства РФ от 28.08.2003 № 1234-р «Об энергетической стратегии России на период до 2020 года».



**Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы
Российской Федерации**

