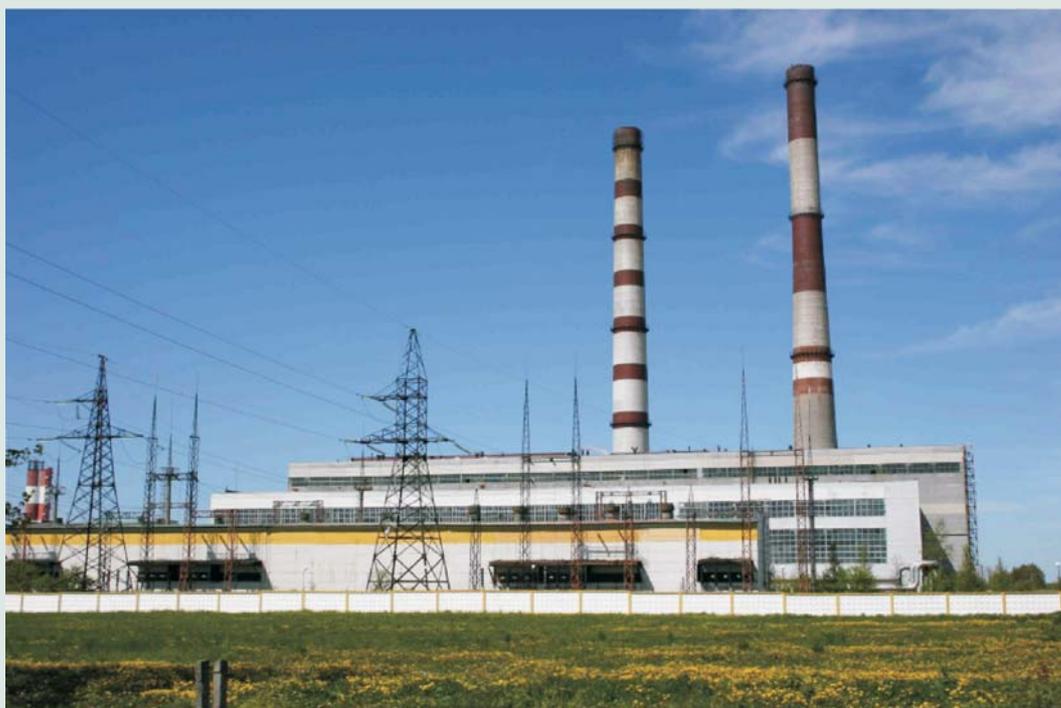




ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ КОМИТЕТ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ

Электроэнергетика Содружества Независимых Государств 2001 - 2011



МОСКВА
2012

Аннотация

Предлагаемый руководителям и широкому кругу специалистов объединения энергосистем государств-участников СНГ сборник "Электроэнергетика Содружества Независимых Государств 2001-2011" подготовлен Исполнительным комитетом Электроэнергетического Совета СНГ.

Первый раздел сборника посвящен краткому описанию общеэкономического положения государств Содружества, содержит историко-географические справки о странах СНГ.

Во второй раздел сборника включена информация об обобщенных показателях работы объединения энергосистем государств-участников СНГ за период 2001-2011 гг.

В третьем разделе сборника отражено текущее состояние электроэнергетической отрасли в каждой из стран СНГ, обозначены основные проблемы и перспективы ее развития, приведены сведения, характеризующие электроэнергетические системы государств-участников СНГ, основные технико-экономические показатели их работы в период 2001-2011 гг.

Сборник может служить справочным пособием для руководителей и специалистов, интересующихся текущим состоянием и динамикой развития объединения энергосистем государств-участников СНГ.

Информация о производстве, потреблении, экспорте и импорте электроэнергии, структуре ее потребления отраслями экономики, а также сведения об установленной мощности электростанций и расходе топлива на ТЭС приведены на основании официальных статистических данных Межгосударственного статистического комитета СНГ.

Эти данные приведены в таблицах основных технико-экономических показателей работы энергосистем **прямым** шрифтом.

Дополнительные данные, полученные из органов управления электроэнергетикой стран СНГ, выделены наклонным шрифтом (*курсивом*).

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ будет признателен за предложения по содержанию, структуре и форме предлагаемого сборника.

Исполнительный комитет ЭЭС СНГ

Почтовый адрес: 109074, Москва, Китайгородский пр., 7

Телефон: (495) 710-56-87, 710-66-02, 710-59-43. Fax: (495) 625-86-05.

E-mail: mail@energo-cis.org, gam@energo-cis.org, atn@energo-cis.org



Уважаемые коллеги!

В настоящее время в объединении энергосистем государств-участников СНГ параллельно работают девять из одиннадцати энергосистем государств Содружества (кроме энергосистемы Армении и Туркменистана). Суммарная установленная мощность электростанций СНГ составляет 343,3 тыс. мВт. Эффект параллельной работы позволяет осуществлять взаимопоставки и транзит электрической энергии и мощности практически по всей территории СНГ.

Параллельно с объединением энергосистем государств СНГ работают энергосистемы стран Балтии (Латвии, Литвы, Эстонии) и энергосистема Монголии. Через электрические сети Северо-Западного региона России и вставку постоянного тока осуществляется совместная работа энергосистем государств СНГ с энергообъединением Скандинавских стран NORDEL. В «островных режимах» из государств СНГ осуществляется поставка электрической энергии в страны Восточной Европы, Норвегию, Финляндию, Афганистан, Иран, Китай, Турцию.

30 мая 2012 года в Ашхабаде на заседании Совета глав правительств СНГ был подписан Протокол о внесении изменений в Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года. Протокол подготовлен с учетом процессов либерализации отношений в электроэнергетике и реформирования отрасли в разных государствах, которые осуществлялись различными темпами в зависимости от особенностей национальной экономики. При этом особое внимание уделялось вопросам обеспечения безопасности функционирования энергосистем.

В 2011 году электроэнергетики большинства стран СНГ в основном выполнили обязательства по снабжению населения, промышленности и других потребителей своих государств электрической и тепловой энергией, а также по межгосударственным договорам поставок электрической энергии.

Общий позитивный ход развития электроэнергетики не означает отсутствия серьезных

проблем. Одной из таких проблем является необходимость обновления основных фондов.

В связи с этим на передний план выдвигаются задачи строительства новых и модернизации существующих электростанций. Для ряда государств – участников СНГ задача наращивания генерирующего потенциала стала приоритетной и включена в принятые планы развития электроэнергетики на период до 2020 года и более отдаленную перспективу.

Реализация поставленных задач напрямую связана с привлечением в электроэнергетику многомиллиардных инвестиций, в том числе и иностранных.

В настоящее время на веб-сайте ЭЭС СНГ сформирована страница предложений органов управления электроэнергетикой государств – участников СНГ по привлечению иностранных инвестиций в развитие отрасли, где размещается информация для привлечения инвестиций в объекты электроэнергетики со стороны потенциальных инвесторов мирового сообщества.

Эти и другие стратегически важные задачи наиболее оптимально могут быть решены в условиях тесного взаимодействия энергетиков всех государств Содружества.

Особое внимание в настоящее время Электроэнергетический Совет СНГ уделяет вопросу формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ. С этой целью Электроэнергетическим Советом разработаны Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (подписано главами правительств СНГ 25 мая 2007 года) и Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (утверждена Решением Совета глав правительств СНГ 25 октября 2005 года). 21 мая 2010 г. на заседании Совета глав правительств СНГ был подписан Протокол об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ и прилагаемые к нему Общие принципы трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ.

В феврале 2012 отмечалось 20-летие образования Электроэнергетического Совета СНГ.

В настоящий бюллетень включена информация, характеризующая электроэнергетические системы государств Содружества, данные о технико-экономических показателях их работы за период 2001-2011 гг., а также другие сведения, касающиеся функционирования объединения энергосистем государств-участников СНГ.

**Председатель
Исполнительного комитета Е.С. Мишук**

СОДЕРЖАНИЕ:

Содружество Независимых Государств	5
Азербайджанская Республика	6
Республика Армения	7
Республика Беларусь	8
Республика Казахстан	9
Кыргызская Республика	10
Республика Молдова	11
Российская Федерация	12
Республика Таджикистан	13
Туркменистан	14
Республика Узбекистан	15
Украина	16
Обобщенные технико-экономические показатели работы энергосистем государств-участников СНГ	17
Производство электроэнергии в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.	18
Доля государств-участников СНГ в общем производстве электроэнергии в 2001-2011 гг.	19
Производство электроэнергии тепловыми электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.	20
Производство электроэнергии гидравлическими электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.	21
Производство электроэнергии атомными электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.	22
Ввод генерирующих мощностей в энергосистемах государств - участников СНГ в 2001-2011 гг.	22
Экспорт и импорт электроэнергии в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.	23
Потребление электроэнергии в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.	25
Потребление электроэнергии в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг. на душу населения	26
Потребление электроэнергии предприятиями промышленности и стройиндустрии в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.	27
Потребление электроэнергии электрифицированным транспортом в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.	28
Потребление электроэнергии сельскохозяйственной отраслью в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.	29
Расход электроэнергии на транспорт в сетях в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.	30

Электроэнергетика государств-участников СНГ (2001-2011 гг.)	31
Электроэнергетика Азербайджанской Республики	33
Электроэнергетика Республики Армения	45
Электроэнергетика Республики Беларусь	55
Электроэнергетика Республики Казахстан	69
Электроэнергетика Кыргызской Республики	91
Электроэнергетика Республики Молдова	109
Электроэнергетика Российской Федерации	121
Электроэнергетика Республики Таджикистан	167
Электроэнергетика Туркменистана	177
Электроэнергетика Республики Узбекистан	185
Электроэнергетика Украины	197

Содружество Независимых Государств



"Главным итогом работы Содружества за 20 лет является создание условий для поступательного развития взаимовыгодного сотрудничества, отвечающего национальным интересам каждого государства-участника СНГ", - говорится в заявлении, принятом на заседании Совета глав государств-участников СНГ, прошедшем в сентябре 2011 года в Душанбе.



На заседании была подведена черта под 20-ю годами существования Содружества, а также указаны цели, к которым его государства-участники намерены стремиться.



Говоря об экономической составляющей сотрудничества в рамках СНГ, лидеры стран СНГ отметили, что ключевой задачей в настоящее время является завершение формирования зоны свободной торговли. "Констатируя устойчивый рост объемов внешней торговли, государства-участники содружества стремятся к совершенствованию и углублению экономического сотрудничества на базе стратегии экономического развития СНГ на период до 2020 года", - подчеркивается в заявлении.

Речь также шла о дальнейшей модернизации экономик, тесном сотрудничестве в области инноваций, обеспечения продовольственной безопасности, эффективного использования энергетических возможностей.

Затронули в заявлении главы стран-членов Содружества и социальную сферу: "Мы намерены далее способствовать повышению уровня жизни, правовой и социальной защите, охране здоровья наших граждан, в первую очередь детей, матерей, инвалидов, пенсионеров, участников Великой Отечественной войны и тружеников тыла".

Основным моментом в части заявления, касающейся политической составляющей сотрудничества участников СНГ, стало обязательство разрешать все существующие внутри Содружества конфликты исключительно мирным путем. Это названо важным условием успешного развития СНГ.

В целях обеспечения безопасности граждан участники СНГ намерены укреплять сотрудничество в борьбе с терроризмом, как и прочими насильственными проявлениями экстремизма, незаконной миграцией и торговлей людьми и наркотиками.

В рамках СНГ также продолжатся консультации по ключевым вопросам мировой политики и международным проблемам, представляющим взаимный интерес, отмечается в заявлении. Главы государств Содружества назвали полезными инициативы по сохранению региональной и глобальной безопасности, включая предложение Москвы по Договору о европейской безопасности.

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

Азербайджан - страна с богатой древнейшей историей. Территория Азербайджана была населена ещё полтора-два миллиона лет назад.

Территория современной АР составляет 86,6 тыс. км², население - 9 млн. человек. На севере АР граничит с Россией, на западе - с Грузией, а на юго-западе - с Арменией. Часть юго-западной границы АР проходит вдоль территории Турции, а на юге - по р. Араз и по суше и морю граничит с Ираном. С востока территория АР омывается Каспийским морем. Столица – г. Баку.

По общеизвестной версии название г. Баку происходит от персидского слова «*Бадкубе*» - «удар ветра», что вероятнее всего связано с господствующими в Баку сильными ветрами, что и послужило зарождению укоренившегося эпитета «*Баку – город ветров*».



Гыз Галасы - Девичья Башня

Азербайджанская Республика занимает территорию между 38°24' и 41°54' северной широты и 44°46' - 50°50' восточной долготы. Прибрежная линия вдоль Каспийского моря составляет 816 км.

Согласно первой Конституции независимой АР, принятой 12 ноября 1995 г., АР - правовое, демократическое, светское, унитарное государство.

Государственная власть в АР основывается на принципе разделения властей:

- законодательную власть осуществляет Милли Меджлис (парламент);
- исполнительная власть принадлежит Президенту АР;
- судебная власть осуществляется судами

АР. С 1998 г. Действует Конституционный Суд, а с 2002 г - институт омбудсмана.

Азербайджан богат историческими памятниками. Одним из них является Девичья Башня - часть древнего феодального города - Крепости или Ичери Шехер. Монументальная восьмиэтажная башня была построена приблизительно в 12 веке в оборонительную стену города Баку.

Центральная ротонда Девичьей Башни подкреплена шпорой или хвостом на стороне Каспийского моря. Если смотреть сверху, то силуэт башни становится похож на букву "Q" из воздуха. Плоскими каменными куполами внутреннее пространство башни расчленено на 8 ярусов, соединённых винтовыми лестницами и освещённых щелевидными оконцами, расположенными южнее выступа. Обитателей башни, число которых могло достичь 200 человек, обеспечивал водой глубокий колодец.

О возникновении Девичьей башни ходит много легенд.

В Баку любят свою загадочную башню и обязательно расскажут легенду о ней. Когда-то, очень давно, жил в Баку богатый хан, и была у него красавица дочка. Для единственной дочери построил он эту башню и хотел выдать её замуж за богатого купца. Но дочка была влюблена в бедняка, и просила отца не рушить её счастье. Отец не внял мольбам дочери. Тогда поднялась она на самый верх башни и бросилась с её стен в воды Каспия.

В XVIII-XIX веках Девичья башня использовалась как маяк. Маяк начал светить 13 июня 1858 года, а до этого на ней поднимался крепостной флаг. Позднее, с ростом города, огни маяка на башне стали сливаться с ночными огнями города и в 1907 году маяк был перенесён на остров Наргин.

В настоящее время знаменитая Девичья Башня занесена во всемирное наследие ЮНЕСКО.

С февраля 2004 года начал свою деятельность Фонд Гейдара Алиева. Президентом фонда стал посол доброй воли ЮНЕСКО, член Милли Меджлиса Азербайджанской Республики Мехрибан Ханум Алиева.

Основной задачей фонда является оказание содействия в развитии в республике науки, культуры, образования и других социально-культурных проблем.

РЕСПУБЛИКА АРМЕНИЯ

Республика Армения (Айастан Анрапетутюн), государство на юге Закавказья. Площадь 29,8 тыс. км², делится на 11 областей (марзов). Столица - г. Ереван (1,1 млн. человек). В IX-VI веках до н.э. здесь существовало государство Урарту; в III-IV веках государство, зависимое от Ирана и Византии. В VII-XV веках подвергалась разрушительным нашествиям арабов, византийцев, турок, монголо-татар, Тимура. В XVI-XVIII вв. поделена между Ираном и Турцией. В 1805 - 28 гг. Восточная Армения вошла в состав России (Эриванская губерния), но большая часть осталась в Турции, где в 1915 - 16 гг. произошло массовое истребление (геноцид) армян.

В 1918 г. провозглашена независимость Армении, в ноябре 1920 г. установлена Советская власть, с 1922 г. - в составе СССР (с 1936 г. союзная республика).

С 1991 г. независимое государство, во главе которого находится Президент, а Законодательный орган - Национальное собрание.



Республика Армения занимает северо-восточную часть Армянского нагорья (высшая точка - гора Арагац, 4090 м), с вулканическими плато и межгорными котловинами (Арагатская равнина), обрамленными на северо-востоке и юго-востоке хребтами (Зангезурский и др.). До 700 минеральных источников; высокая сейсмичность (в декабре 1988 г. на севере Армении произошло сильное землетрясение, сопровождавшееся большими разрушениями и жертвами). Климат умеренный континентальный, сред. температура июля 24-25°C, января - 5°C; осадков около 500 мм в год. Порожистые бурные реки несудоходны, используются для орошения и как энергоресурсы. Главные реки - Аракс, пограничный с Турцией и Ираном, и его левый приток Раздан; свыше 100 озер (крупнейшее Севан).

Около 13% территории покрывают леса (буковые, дубовые, грабовые, можжевельниковые и лиственные редколесья) и кустарники; на юге участки полупустыни; на склонах хребтов - степи и луга. Функционируют Национальный парк "Севан"; Дилижанский, Хосровский и др. заповедники.

Население 3,3 млн.чел. (2011 г.); 93,3%- армяне; курды и езиды (56 тыс.чел.), русские (31,5 тыс.), украинцы (8 тыс.), ассирийцы (6 тыс.), греки, грузины, белорусы. Официальный язык - армянский.

Религия - армяно-григорианская апостольская церковь; возглавляется патриархом - каталикосом всех армян (резиденция в Эчмиадзине, бывшем Вагаршапате). Армения первой в мире - в 301 году нашей эры - приняла христианство как государственную религию; в 2001 году состоялось официальное широкое празднование 1700-летия данного знаменательного события, апофеозом которого явился приезд в Армению Папы Римского и освящение в Ереване новой церкви Григор Лусаворич.

Главные города Ереван, Гюмри, Ванадзор, Эчмиадзин, Кафан, Раздан. Наиболее заселены Арагатская и Ширакская равнины, побережье озера Севан.

Денежная единица - драм (введен 22 ноября 1993 года). Средний курс за 2011 год - 372.5 драмов за 1 доллар США.

Источники электроэнергии - ГЭС, ТЭС, АЭС (остановлена в 1988 г., в 1995 г. расконсервирован 2-й блок). Основным топливом на тепловых электростанциях является природный газ, получаемый из России через территорию Грузии, а также из Ирана.

Месторождения молибдена, меди, свинца, цинка, строительного камня (долomit, мрамор, разноцветный туф, пемза, базальт, гранит, перлиты и др.).

Цветная металлургия, машиностроение; электротехническая, электронная, легкая, пищевая (вина, коньяки, фруктовые консервы) химическая, промышленность; производство стройматериалов. Виноградарство и плодоводство (знаменитые персики и абрикосы). Выращиваются зерновые (пшеница, ячмень), кормовые, технические (сахарная свекла, табак), бахчевые культуры, картофель. Мясомолочное скотоводство, овцеводство.

Хорошо развит железнодорожный (0,9 тыс. км путей) и автомобильный (7,6 тыс. км дорог) транспорт.

Национальная Академия Наук (1943 г.). Крупнейшие вузы: Ереванский государственный университет (1920 г.), Государственный инженерный университет, Сельскохозяйственная академия, Институт иностранных языков им. В. Брюсова, Армянский медицинский институт, Американский университет Армении (филиал Калифорнийского). Консерватория, театры и музеи, многие из которых имеют мировую известность.

РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ

Республика Беларусь (Рэспубліка Беларусь), государство в Восточной Европе. Площадь 207,6 тыс. км², делится на 6 областей. Столица - город-герой Минск (1,8 млн человек). В XI-XIV веках на ее территории существовали княжества Полоцкое, Туровское, Пинское, Владимир-волынское, Смоленское, Черниговское. С XIV века в составе Великого Княжества Литовского; с XVI в. - Речи Посполитой; с 1795 г. - России, с 1919 г. - СССР (как союзная республика); с 1991 г. - Республика Беларусь. Глава государства - Президент Республики Беларусь. Парламент (Национальное собрание) состоит из Палаты представителей и Совета Республики. Занимает западную часть Восточно-Европейской равнины, с невысокими возвышенностями (Ошмянская, Минская, Новогрудская, Волковысская, Оршанская); на северо-западе - моренные гряды (до 345 м); на юге - болотистая Полесская низменность. Климат умеренно континентальный. Главные реки: Днепр (с притоками Березина, Припять, Сож), Западная Двина, Неман (с притоком Вилия), Западный Буг (бассейн Вислы). Свыше 10 тыс. озер. Болота занимают 1/3 территории, 1/3 - леса (в основном хвойные, на юге - дуб, граб, клен, ясень). На территории республики - часть Беловежской пуши; Березинский и Припятский заповедники. В результате аварии на Чернобыльской АЭС в 1986 г. в зоне радиационного загрязнения оказались южные и юго-восточные районы (пл. 130 тыс. км² с населением 2,2 млн человек), особенно Гомельской и Могилевской областей.



Население 9,5 млн. человек (2011 г.), городского 75,1 % (главные города - Минск, Гомель, Витебск, Могилев, Гродно, Брест); белорусы - 89,7 %, русские - 8,3 %, поляки - 3,1 %, украинцы - 1,7 %, евреи - 0,14 % (2009). 82,5 % верующих - православные христиане, 12 % - приверженцы римско-католической церкви, остальные - греко-католики, иудаисты.

Денежная единица - белорусский рубль (введен 26 июля 1993 года). С 1 января 2000 года произведена деноминация рубля в 1000 раз. Средний курс за 2011 год - 5605,84 рублей за 1 доллар США.

Добыча калийных и каменных солей, торфа, угля, железной руды, фосфоритов; нефти (небольшое количество). Газ и нефть импортируются из России. Черная передельная металлургия, общее машиностроение, приборостроение. Радиоэлектронная (Минск, Витебск, Гомель), военная, химическая, микробиологическая, деревообрабатывающая, мебельная, спичечная, легкая, пищевая промышленность. Производство стройматериалов, механизированное многоотраслевое сельское хозяйство. Индустриальное свиноводство и птицеводство; мясомолочное животноводство. Выращивается рожь, пшеница, сахарная свекла, лен, кормовые культуры, овощи. Международный аэропорт Минск-2. Речные порты и пристани - Могилев, Гомель, Пинск, Брест, Гродно. Днепро-Бугский судоходный канал соединяет бассейны рек Западного Буга и Припяти. Центры культуры и науки - Минск, Витебск, Могилев, Гродно. 33 ВУЗа.

Крупнейшие курорты - Верхнедвинский, Горваль, Ельск, Ждановичи, Нарочь, Новоельня, Рогачев, Ушачи. Зоны отдыха - Браславские и Голубые озера, Заславское водохранилище, долины рек Неман, Днепр, Березина, Сож, Западная Двина. Туристские центры - Минск, Гродно, Несвиж, Полоцк, Могилев, Заславль, Витебск, Брест и др. Наиболее известны архитектурные памятники: замок Радзивиллов (Несвиж), крепость-герой (Брест); костелы, замки, монастыри (Гродно); Дом Правительства (Минск), театр оперы и балета (Минск), Троицкое предместье (Минск); ратуша и музей Шагала (Витебск), кремль с церквями и Софийским собором (Полоцк), старая застройка Могилева, дворцы и усадьбы польских королей, князей и знаменитостей в небольших городках западной Беларуси (Мир и др.).

Родились и жили: художник М. Шагал, руководитель восстания 1794 г. Т. Костюшко, поэт А. Мицкевич, композитор М. Огинский, председатель Совета министров России П.А. Столыпин, поэт Я. Купала, писатель Я. Колас, академик О.Ю. Шмидт, председатель Всероссийской чрезвычайной комиссии Ф.Э. Дзержинский.

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

Республика Казахстан (Казакстан Республикасы). Государство в Центральной Азии, между Россией, государствами Средней Азии и Китаем. Площадь 2724,9 тыс. км², состоит из 14 областей, столица г. Астана (0,5 млн человек).

Крупные города: Алматы, Караганда, Шымкент, Павлодар, Семипалатинск, Усть-Каменогорск, Тараз, Актюбинск, Петропавловск, Уральск, Атырау, Костанай, Актау, Кызылорда, Талдыкорган.



В средние века на территории Казахстана существовали Тюркский, Тюркешский (704-66), Карлукский (766-940) каганаты; государства Караханидов (940-1130) и Каракитаев (1130-1221). После захвата Казахстана монголами его территория вошла в состав Золотой Орды. В 1465-66 гг. на территории Ногайской Орды и Узбекского улуса возникло Казахское ханство.

В конце XVI в. сложились три казахских объединения: на юго-востоке Улы жуз (Старший Жуз), в центре и на востоке Орта жуз (Средний Жуз) и на западе Киши жуз (Младший Жуз). В 1731 г. к Российской империи отошли Младший, в 1740 г. - Средний Жуз, в 1846 г. - большая часть Старшего.

В 1864 г. к России были присоединены Туркестан и южная часть Семиречья, а в 1871-81 гг. - Илийский край. В 1861-92 гг. Казахстан (назывался в то время Киргизским краем, а казахи - сибирскими и уральскими киргизами) заселялся русскими переселенцами. В 1920 г. была создана Киргизская АССР в составе РСФСР (столица г. Оренбург). В мае 1925 г. столица перенесена в Кызыл-Орду, а Киргизская АССР переименована в Казакскую (с 1935 г. - Казахская АССР). В 1936 г. преобразована в Казахскую ССР, которая в 1991 г. получила независимость (Республика Казахстан).

Глава государства - Президент, парламент состоит из 2 палат - сената и мажилиса.

На западе и севере простираются обширные равнины (Туранская и Западно-Сибирская), плато (Устюрт) и низменности (Прикаспийская); центральную часть занимает Казахский мелкосопочник, на востоке и юге - чередование гор (Алтай, Тарбагатай, Саур, Джунгарский Алатау, северной цепи Тянь-Шаня, Хан-Тенгри, 6999 м) и котловин (Зайсанская, Балхаш-Алакольская и др.), большая

часть пустынных (Кызылкум, Приаральские Каракумы, Муюнкум).

Казахстан выходит к берегам крупнейших внутренних водоемов - Каспийскому и Аральскому морям-озерам; в его пределах также множество других озер, в т.ч. Балхаш, Зайсан, Алаколь. Большая часть территории принадлежит бессточной области Евразии, где собирают воды реки Сырдарья, Или, Чу, Сарысу, Урал, Волга. Лишь северные и восточные имеют сток в Северный Ледовитый океан (Иртыш, Ишим, Тобол).

Климат умеренный, резко континентальный, на большей части территории засушливый.

На севере лесостепи и степи, которые сменяются в центре и на юге полупустынями и пустынями. Леса лишь в горах (хвойные) и по долинам рек (тугаи). Много заповедников, сохраняющих разнообразные (горные Аксу-Джабаглы, Алма-тинский и др., пустынные Барсакельмес, Устюртский и др.) ландшафты в их первозданном виде.

Население 16,7 млн человек (2011 г.), плотность 5,5 человек на км²; 56 % городского. Казахи 48,1 %, русские 34,1 %, немцы 2,4 %, узбеки 2,3 %, татары 1,9 % (1996); украинцы, белорусы, азербайджанцы, корейцы, поляки, чеченцы, турки-месхетинцы. В 1885 и 1915 гг. в Казахстан из Восточного Туркестана (Китай) переселились дунгане и уйгуры.

Денежная единица - тенге (введен 15 ноября 1993 года). Средний курс за 2011 год - 146,58 тенге за 1 доллар США.

Добыча железной руды, марганца, меди, хромитов, бокситов, полиметаллических руд и редких металлов, фосфоритов, каменного угля, нефти, природного газа. Цветная металлургия, машиностроение, химическая, строительная, легкая и пищевая промышленность.

На севере земледелие в целинных степях (пшеница, ячмень, кукуруза), на юге богарное и поливное земледелие в предгорьях, оазисах и долинах рек (рис, хлопчатник, табак, сахарная свекла, виноград, бахчевые); садоводство, шелководство. На севере молочно-мясное животноводство, в центре и на юге овцеводство (в т.ч. каракулеводство) и мясное животноводство; птицеводство; рыбоводство; пчеловодство и мараловодство.

Сеть железных и шоссейных дорог связывает Казахстан с Россией, государствами Средней Азии и Китаем.

Привлекательные зоны отдыха и туризма в предгорьях Заилийского и Джунгарского Алатау, Рудного Алтая и Каркаралинских гор; курорты Алма-Арасан, Боровое, Сарыагач, Рахмановские Ключи; архит. комплексы средневековья, в т.ч. мавзолей, мечети, мазары, медресе.

Государственный язык - казахский.

КЫРГЫЗСКАЯ РЕСПУБЛИКА

Кыргызская Республика (Кыргызстан Республикасы), государство на северо-востоке Центральной Азии. Площадь 199,9 тыс. км², 7 областей, столица г. Бишкек (0,8 млн. человек). Другие крупные города: Ош, Джалал-Абад, Токмок, Каракол, Балыкчи.

В X - XII вв. на территории Кыргызстана существовали государства Карлуков и Караханидов. Киргизы переселились с Южной Сибири в XIII – XV веках.

В XVII - XVIII веках Кыргызстан находился под властью Джунгарского, затем - Кокандского ханства. Северная часть включена в состав Российской империи в 1863-64 гг. Южная - в 1876 г. В 1918-24 гг. в составе Туркестанской АССР. В 1924 г. создана Кара-Киргизская автономная область в составе РСФСР (в 1925 г. переименована в Киргизскую АО). В 1926 г. преобразована в Киргизскую АССР, а в 1936 г. - в Киргизскую ССР.

С 1991 г. - независимая Кыргызская Республика. Главой государства является Президент, парламент - "Жогорку Кенеш" состоит из 1 палаты.



Киргизия занимает горы Тянь-Шаня (хребты Таласский Алатау, Киргизский, Кюнгей-Ала-Тоо, Чаткальский, Ферганский, Молдотто, Терской Ала-Тоо, Байбиче-Тоо, Ат-Башы, Кокшаал-Тоо) и Памиро-Алая (Туркестанский, Алайский, Заалайский хребты). Высшая точка - пик Победы (7439 м). Между хребтами система впадин и долин: Чуйская, Суусамырская, Таласская, Иссык-Кульская, Чаткальская, Ферганская, Алайская, Нарынская и др. Климат континентальный, с большими контрастами температур и увлажнения; в горах ярко выражена высотная поясность. Все реки принадлежат бессточной области Центральной и Средней Азии, главные – Чу, Талас, Нарын, Чаткал, Карадарья, Кызылсу, Сары-Джаз. Крупнейшие озера - Иссык-Куль, Сонкель, Чатыркель. На Нарыне, Чу и Таласе крупные водохранилища; на предгорных равнинах система оросительных каналов. У подножия гор - степи и полупустыни, которые часто поднимаются по

южным склонам, местами еловые и орехоплодные леса, в горах редкостойные арчовники и кустарники; выше - субальпийские и альпийские луга (летние пастбища - джайлоо), скалы, каменные развалы и ледники. Заповедники Беш-Аральский, Сонг-Кельский, Иссык-Кульский, Сарычелек; природный парк Ала-Арча.

Население 5,6 млн. человек (2011 г.), плотность 25 человек на км²; городского населения 34,7%; киргизы 66,9%, русские 10,7% (преобладают в городах), узбеки 14,1% (на юге), украинцы 0,8%, немцы 0,3% (в Чуйской долине), дунгане 1,1%, корейцы 0,4%, уйгуры 1,0%. 70% верующих – мусульмане-сунниты, 6% - православные.

Денежная единица - сом (введен 10 мая 1993 года). Средний курс за 2011 год 46,11 сомов за 1 доллар США.

Кыргызская Республика относится к числу государств, обеспеченных энергетическими ресурсами. По оценке специалистов потенциал гидроэнергетических ресурсов составляет 142 млрд кВт·ч, из которых освоено порядка 10 %. Высокая ресурсная обеспеченность создала благоприятные предпосылки для быстрого развития энергетического комплекса Республики, который с начала 80-х годов стал крупным производителем электроэнергии в Среднеазиатском регионе. До 20 % дешевой и экологически чистой электроэнергии поставлялось в ОЭС Средней Азии.

Добыча каменного и бурого угля, нефти и природного газа, полиметаллических руд, золота, сурьмы, ртути, поваренной соли. Машиностроение, электротехническая, строительная, текстильная, сахарная, табачная, пищевая промышленность. Ковроделие (на юге). Поливное и богарное земледелие. На севере выращиваются пшеница, кукуруза, сахарная свекла, овощи; ягодные, кормовые и эфиромасличные культуры. На юге - рис, виноград, хлопчатник, табак. Садоводство, бахчеводство; шелководство.

Отгонно-пастбищное овцеводство и коневодство в горах, на севере - молочное животноводство; рыбоводство на озере Иссык-Куль. Железная дорога до озера Иссык-Куль.

Большое значение имеют горные шоссе:

Бишкек - Токтогул - Таш-Кумыр - Ош, Ош - Сары-Таш (начало Памирского тракта) и др.

Зоны отдыха и курорты на берегах озера Иссык-Куль и в северных предгорьях Киргизского хребта, живописные урочища (водопады, пещеры и т.п.), высокогорный туризм и альпинизм. Башня Бурана и городища близ Токмака, развалины крепостей; мавзолей, мазары, минареты, мечети; священная гора Сулеймана в Оше.

РЕСПУБЛИКА МОЛДОВА

Республика Молдова (Republica Moldova), государство в юго-восточной Европе. Территория 33,8 тыс. км², занимает значительную площадь Днестровско-Прутского междуречья и неширокую полосу вдоль левого берега Днестра, простирается на 350 км с севера на юг и на 150 км с запада на восток. Столица Молдовы - Кишинэу (Кишинёв) (0,7 млн. чел.). Государственный язык - молдавский.

Климат в Республике Молдова умеренно - континентальный. Наиболее холодный месяц года - январь, средняя температура его изменяется от -3°С, на юге, до -5°С на севере. Самый жаркий месяц - июль, средняя температура которого колеблется от +19,5°С на севере, до 22°С на юге. Годовое количество осадков 370÷560 мм.

Республика Молдова расположена в трех природных растительно-ландшафтных зонах - лесной, лесостепной и степной. Леса в республике занимают около 9% площади.

Республика Молдова поверхностными водами небогата. Речная сеть густая, но представлена мелкими маловодными реками, большинство которых периодически сильно мелеет или пересыхает. Только Днестр и Прут несут свои воды круглый год - первый в бассейн Черного моря, а второй в Дунай. На территории республики имеется 57 озер и более 70 водохранилищ.



Главное природное богатство Республики Молдова - черноземы, занимающие более 75% ее территории.

Территория современной Республики Молдовы была заселена с глубокой древности. Первые следы человека относятся еще к каменному веку. В течение веков Молдова была жертвой многих войн. Причина тому - расположение Молдовы на историческом пути между Азией и Европой. Римляне, гунны, татары, турки, венгры, немцы и другие проходили эту землю, которая в 13 веке стала частью Монгольской Империи. Первый

документ, в котором упоминается Молдавское государство, датируется 1359 годом. В 1391 году появилось первое упоминание о молдаванах как об этнической группе. Наибольшего расцвета средневековое Молдавское государство достигло во время правления Господаря Штефана Великого и Святого (1457-1504) - великого дипломата и воина. Он провел 47 победоносных сражений и основал 47 церквей в местах боев.

В 16 веке Молдавское государство попадает под турецкое иго, которое продолжалось почти 300 лет. После русско-турецкой войны 1806-1812 годов, восточная часть Молдовы (Бессарабия) в междуречье Прута и Днестра отошла к России. Румыния, которая получила независимость в 1878 году, взяла под свой контроль Бессарабию в 1918 году. После Второй Мировой войны эта земля стала частью Советского Союза. 27 августа 1991 года Молдова стала суверенным государством.

Денежная единица - лей (введен 29 ноября 1993 г.). Средний курс за 2011 год 11,73 леев за 1 доллар США.

Валовой внутренний продукт в 2011 году составил 82,2 млрд. леев.

В настоящее время Республика Молдова находится в состоянии перехода к рыночной экономике, активно сотрудничая с международными финансово-экономическими организациями, Советом Европы и Евросоюзом, другими странами Европы и Азии, входит с 1992 года в состав государств-участников СНГ.

Республика Молдова является аграрно-промышленной страной. Основные сельскохозяйственные культуры - виноград, овощи, фрукты, подсолнечник, сахарная свекла, табак, зерновые. Промышленность базируется на переработке сельскохозяйственного сырья, кроме того функционируют предприятия легкой, химической, деревообрабатывающей промышленности, приборостроения и машиностроения.

Прошедшие века оставили на территории Республики Молдова множество природных, археологических, исторических, архитектурных памятников. Республику Молдова называют "Цветущим садом". Сады и виноградники занимают более полумиллиона гектаров. В республике около 1400 достопримечательностей. Это - исторические места, архитектурные памятники, природные ландшафты и знаменитые винные подвалы такие, как «Криково» и «Малые Милешты»

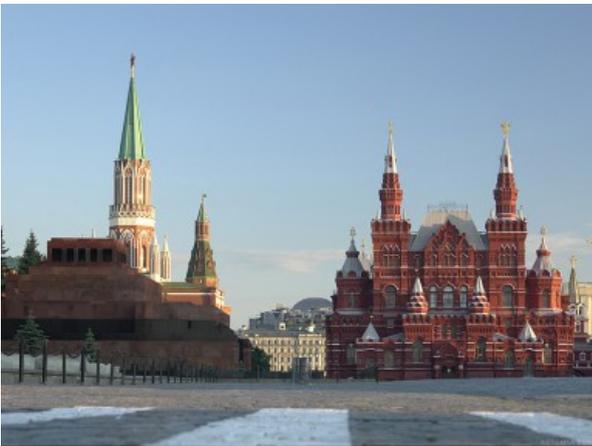
Республика Молдова - уникальная страна с ее красотой, традициями и легендами.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

Российская Федерация. Регион - Северная Евразия, от Кавказа и гор Южной Сибири до Северного Ледовитого океана. Протяженность территории с запада на восток - 9000 км через 11 часовых поясов, с севера на юг - 3000 км. Территория - 17075,4 тыс. км² - это самое большое по площади государство на земле, которое занимает 11,5 % площади всей суши. Федеративное государство. Состоит из 83 субъектов, в т.ч. 21 республики, 4 авт. округов, 1 авт. обл., 9 краев, 46 областей, городов федерального значения Москва и Санкт-Петербург.

Столица - Москва, город-герой Великой Отечественной войны (11,6 млн. чел.). Крупнейшие города: Санкт-Петербург, Нижний Новгород, Новосибирск, Самара, Екатеринбург, Челябинск, Уфа, Казань, Пермь, Омск, Ростов-на-Дону, Волгоград, Красноярск, Саратов, Воронеж.

Официальный язык - русский.



На большей части территории климат умеренный, на крайнем севере арктический и субарктический, на Черноморском побережье Кавказа субтропический. Континентальность климата возрастает к востоку. Средняя температура января от 0 С в Предкавказье до минус 50 С в Якутии, где в районе Оймякона находится полюс холода Северного полушария (-72 С). Средняя температура июля от -1 С на северном побережье Сибири до 26 С на Прикаспийской низменности (максимальная 54 С). Больше всего осадков выпадает на западе Большого Кавказа. Снежный покров держится от нескольких дней на Черноморском побережье Кавказа до 260 - 280 дней на крайнем севере.

На севере омывается территория страны окраинными морями Северного Ледовитого океана: Баренцевым, Белым, Карским, Лаптевых, Восточно-Сибирским, Чукотским; на востоке - морями Тихого океана: Беринговым, Охотским и Японским; на западе и юго-западе - морями Атлантического океана: Балтийским, Черным и Азовским; на юге - бессточным Каспийским морем. Реки полноводны, имеют резкий весенний паводок от таяния снега. В России около 2 млн. пресных и соленых озер. 2/3 территории России приходится на равни-

ны. В 1998 г. насчитывалось 93 заповедника и 31 национальный парк.

В VIII–IX вв. возникла Киевская Русь, а в 988 - 989 гг. было введено христианство. В первой трети XII в. обособились княжества и Новгородская республика. С 1236 по 1480 г. многие княжества оказались под властью монголо-татар. После освобождения от этого ига в конце XV в. началось объединение русских земель вокруг Северо-восточной Руси и Москвы как главного центра. В XVII в. шла активная колонизация Сибири, и к концу этого века русские вышли к Тихому океану, основав первое поселение на Камчатке. В 1721 г. была провозглашена Российская империя (в XIX и XX вв. в нее входили также Царство Польское, Финляндия и Прибалтийский край), просуществовавшая до 1917 г. В результате революции 1917 г. была создана РСФСР, которая в 1922 г. стала частью СССР.

С распадом Советского Союза в 1991 г. Россия стала независимой страной. Глава государства - Президент, парламент (Федеральное Собрание) состоит из 2 палат - Государственной Думы и Совета Федерации.

Население 143,1 млн. человек (2011 г.); плотность 8,6 человек на км²; 76 % городского. Русские 81,5 %, татары 3,8 %, украинцы 3,0 %, чувашы 1,2 %, народы Дагестана, башкиры, белорусы, мордва и другие. Преобладает православие, др. конфессии: ислам, иудаизм, буддизм, католицизм.

Россия обладает огромными минеральными богатствами. Доля страны по запасам угля, железной руды, калийной соли, фосфорного сырья достигает 30 % мировых. На долю России приходится до 30 % мировой добычи природного газа, 10-20 % руд редких и цветных металлов, 15-17 % нефти, до 14 % железной руды и 5-6 % каменного угля. В стране свыше 100 курортов.

Денежная единица рубль. Средний курс за 2011 год 29,35 рублей за 1 доллар США

Россия - развитая промышленно-аграрная страна с многоотраслевой экономикой. 72 % промышленного производства сконцентрировано в западных районах страны, включая Урал. Существуют три металлургических базы страны: Уральская, Центральная и Сибирская. Машиностроение носит многоотраслевой характер, развиты химическая, лесная и деревообрабатывающая, легкая, текстильная и пищевая промышленность.

Основные сельскохозяйственные угодья расположены в Центрально-Черноземном районе, Поволжье, на Северном Кавказе, Урале и на юге Западной Сибири. Главные культуры: пшеница, рожь, картофель, сахарная свекла, подсолнечник, овощи и бахчевые; важное место занимают посевы льна. Разводят крупный рогатый скот, свиней, овец, коз, птицу, северных оленей.

РЕСПУБЛИКА ТАДЖИКИСТАН

Республика Таджикистан - государство в Средней Азии. Площадь 143,1 тыс. км². Столица Душанбе (0,6 млн. чел.); другие крупные города: Худжанд, Куляб, Курган-Тюбе, Хорог. Делится на Согдийскую, Хатлонскую области и Горно-Бадахшанскую автономную область и РРП. Таджикская народность сложилась в основном в IX-X веках. С XVI века территория Таджикистана в составе Бухарского ханства.

В 1868 г. северная часть Таджикистана присоединена к России. Южная часть - Бухарское ханство находилось в вассальной зависимости от России. В 1918 г. его территория вошла в состав Туркестанской АССР. В Бухаре в 1920 г. образована Бухарская Народная Советская Республика (БНСР). После национального размежевания Средней Азии в 1924 г. была создана Таджикская АССР в составе Узбекской ССР, в 1929 г. она была преобразована в Таджикскую ССР; с 1991 г. - независимая Республика Таджикистан. Глава государства - Президент, парламент - Маджлиси-Оли.



Природа весьма разнообразна. Более половины территории расположено выше 3000 м, 93 % ее - горы Памиро-Алая (пик Исмоила Сомони, 7495 м), включая высочайшие хребты (Гиссарский, Туркестанский, Алайский, Заалайский, Академии Наук и др.) и нагорья (Восточный Памир), разделенные межгорными котловинами и долинами (Ферганская, Зеравшанская, Вахшская, Гиссарская и др.) Насы, обвалы, сели, оползни, ежедневные землетрясения, самые сильные в XX веке - Сарезское в 1911 г., Гармское в 1941 г., Хаитское в 1949 г.

Климат резко континентальный, сухой; до 300 солнечных дней в году. На юго-западе часто дует сухой, горячий ветер-афганец. Сочетание высоких гор и котловин делает климат особенно контрастным, либо слишком жарким (в долинах), либо слишком холодным (в высокогорных пустынях Восточного Памира), с большими суточными перепадами температур.

Многочисленные ледники (крупнейшие Федченко, Зеравшанский) питают многоводные и бурные реки, используемые для орошения и получения гидроэнергии. Главные реки: Амударья, Сырдарья, Вахш, Зеравшан. Много озер ледникового и завального происхождения, самое крупное Каракуль, есть ряд водохранилищ (Нурекское, Кайраккумское и др.), в долинах и предгорьях система оросительных каналов.

Преобладает травянистая и полукустарниковая растительность пустынь, в горах (на высоте 1200 м) арчэвники, леса (грецкий орех, миндаль, фисташки); выше 2400 м - степи, луго-степи и высокогорные луга. Фауна разнообразна: бухарский олень, архар, джейран, винторогий козел (мархур), леопард, снежный барс (ирбис), тибетский волк, бурый медведь, горностаи; вараны, змеи, скорпионы, фаланги и др. Заповедники: Рамит, Тигровая Балка, Даштиджум.

Население 7,8 млн человек (2011 г.); свыше 80 национальностей, в т.ч. таджики 68 %, узбеки 25 %, русские 3 %, татары, немцы, киргизы и др. Большая часть верующих - мусульмане-сунниты. Официальный язык - таджикский, межнационального общения - русский. Горожан 32 %.

Денежная единица - сомони (введен 30 октября 2000 г.).

Средний курс за 2011 г. - 4,61 сомони за 1 доллар США. Валовой внутренний продукт в 2011 году более 30,0 млрд. сомони.

Основа экономики - электрометаллургия, гидроэлектроэнергетика и сельское хозяйство. Хлопчатник на севере и юго-востоке, зерновые культуры. Садоводство, овощеводство, овцеводство. Запасы угля, свинца, цинка, урана, природного газа. Хлопчатобумажная и шелковая, обувная, винная промышленности. Производство минеральных удобрений. Алюминиевый завод в Турсунзаде. Нурекская, Кайраккумская, Байпазинская ГЭС, Сангтудинская ГЭС-1. Экспортируются хлопок, текстиль, фрукты, алюминий, уран.

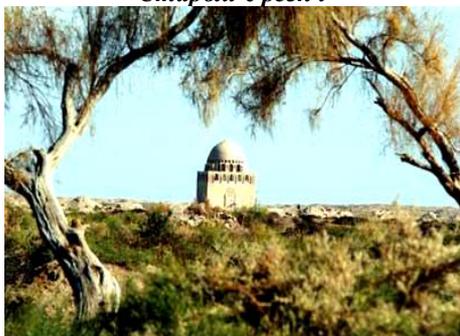
Транспортные оси: Пяндж-Курган-Тюбе-Душанбе-Худжанд, Душанбе-Хорог. Академия Наук (1951), включает 12 НИИ; 36 ВУЗов и их филиалов (Таджикский и Худжандский государственные университеты и др.). Много музеев, театров (в т.ч. народные). Курорты: Обигарм, Ходжа-Обигарм, Шаамбары. Горнолыжный спорт, альпинизм, горный и водный туризм; живописные восточные базары; руины древних крепостей, мавзолеев; наскальные рисунки.

ТУРКМЕНИСТАН

Государство на юго-западе Средней Азии. Площадь 491,2 тыс. км², столица - Ашгабат; другие крупные города: Туркменбаши, Мары, Туркменабад, Дашогуз, Балканабад.



Старый Ургенч



Древний Мерв

С 1991 года - независимое государство, главой которого является Президент, законодательный орган - парламент (Меджлис), с 1995 года признанное ООН - нейтральное государство.

Большую часть территории занимает Туранская низменность с пустыней Каракумы (90 % площади). На юге и юго-западе, вдоль границы с Ираном, горы Копетдага и северного предгорья Паропамиза - возвышенности Бадгиз и Карабиль. На востоке - горы Койтендаг (горы Айрыбаба, 3137 м.) На западе низменное побережье Каспийского моря с солончаками (шорами) и песчаными пустынями, с заливами Кара-Богаз-Гол, Красноводским, Туркменским.

Климат переходный от умеренного к субтропическому, резко континентальный, засушливый, с большими годовыми и суточными перепадами температур. Средняя температура июля 28-32°C, максимальная 50°C, зима с морозами (до минус 27°C).

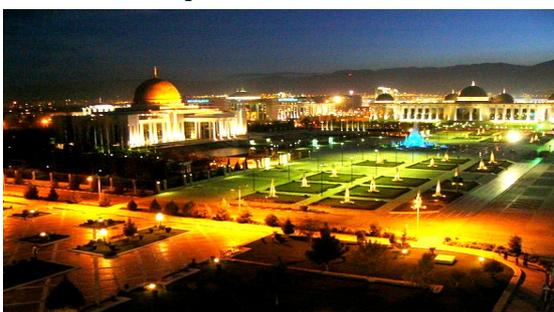
Главные реки: Амударья, Теджен, Мургаб и Атрек; Сарыкамышское озеро; ряд водохранилищ, Каракум-река. В пустынях - солончаки, заросли саксаула, кандыма, песчаной акации, эфемеры; подвижные пески. В горах полупустыни и степи, выше 1500 м - арчовники и ореховые леса, по долинам рек - тугаи, по берегам каналов и водохранилищ - камышовые заросли.

Деять заповедников, в т.ч. Бадхызский, Красноводский, Репетекский, Хазарский, Сюнт-Хасардагский, Гаплангырский и другие.

Денежная единица - манат (введен 1 ноября 1993 года). С 1 января 2009 года произведена деноминация национальной валюты.



Современный Ашхабад



Вечерний Ашхабад

Туркменистан богат нефтью, газом, серой, калийными и каменными солями, цветными и редкоземельными металлами, стройматериалами. Уникальное месторождение глауберовой соли, мирабилита (залив Кара-Богаз-Гол). Газовая, нефтяная, химическая, текстильная и пищевая промышленность; машиностроение и металлообработка. Художественные промыслы (ковры, узорный войлок, вышивка, ювелирные изделия, керамика). Поливное земледелие: хлопок, зерновые (пшеница, ячмень, рис, джугара), фрукты, овощи, виноград, бахчевые. Каракулеводство, племенное коневодство, крупный рогатый скот, овцеводство, верблюды. Шелководство.

Развитая транспортная сеть. Судоходство по Амударье и Каракумскому каналу. Главный морской порт - Туркменбаши. Аэропорты во всех больших городах. Газопроводы в Россию и Исламскую Республику Иран, Китайскую Народную Республику.

Академия наук, в т.ч. единственный в СНГ и один из двух в мире институт пустынь; 14 вузов, в т.ч. 3 университета и академия, около 30 музеев в стране. Привлекательны Большой Балхан, пещеры - Бахарденская и пещера Кап-Кутан, руины древних городов Мерв, Ниса, Дехистан, Куния-Ургенч; курорты Арчман, Байрам-Али, Моллакара.

РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН

Республика Узбекистан, государство в центральной части Центральной Азии. Площадь 447,4 тыс. кв. км, включает в себя 12 областей и Республику Каракалпакстан. Столица – Ташкент (2,1 млн человек). Другие крупные города: Самарканд, Андижан, Наманган, Коканд, Бухара, Фергана.



Начиная с I тысячелетия до н.э. на территории современного Узбекистана возникали различные государства; сюда приходили завоеватели (тюрки, арабы, татаро-монголы и др.). К концу XII в. в основном завершилось формирование тюркоязычной народности узбеков. В XIV-XVI вв. (правление Тимура и его потомков) эта территория была самой развитой частью Средней Азии.

В XVI-XVIII вв. сложились Бухарское, Хивинское и Кокандское ханства, которые были присоединены к России в 1867 г. В 1924 г. образована Туркестанская АССР в составе РСФСР; в 1925 г. - Узбекская ССР. В 1929 г. из ее состава была выделена Таджикская АССР, а в 1936 г. к ней присоединена Каракалпакская АССР. С 1991 года - независимая Республика Узбекистан. Глава государства - Президент, законодательный орган - Олий-Мажлис.

Около 4/5 территории занимают равнины, главным образом Туранская низменность, в пределах которой выделяются: на северо-западе - плато Устюрт и на севере - пустыня Кызылкум; на северо-востоке и юге - хребты и предгорья Гиссаро-Алая (4688 м), а также их межгорные впадины и долины (Ферганская, Зеравшанская, Чирчик-Ангренская и др.). Нередки землетрясения, наиболее сильные: в 1902 г. (Андижанское); 1907 г. (Каратагское), 1949 г. (Чаткальское), 1966 г. (Ташкентское), 1976 и 1984 гг. (Газлийские). Климат резко континентальный, на юге - близкий к субтропическому. Лето жаркое (в Термезе температура 49,6°C), сухое, с пыльными бурями, большая часть осадков выпадает весной и зимой, главным образом в горах. Главные реки - Амударья (с притоками Зеравшан, Кашкадарья и Сурхандарья) и Сырдарья (с притоком Чирчик) судоходны в среднем и нижнем течении. Крупное озеро - Аральское море; много озер-водохранилищ. На равнинах - пустыни и солончаки (40,5 % пл.), в горах разнотравно-злаковые степи, арчевые редколесья, орехоплодные леса; по долинам рек - тугаи. 9 заповедников и 7 заказников. Национальный парк Узбекистана.

Население - 29,6 млн. чел., (2011 г.) из них 37 %

- городское и 63 % - сельское. Средняя плотность населения 62 чел. на 1 кв. км. В республике насчитывается 120 городов и 115 городских поселков; в них в общей сложности проживает около 9,4 млн чел., или немногим более 37 % всего населения. Национальный состав населения в %: 85 % Узбеки, 5,0 % Русские, 4,5 % Таджики, 2,5 % Казахи, 2,5 % Иранцы, 2,0 % Каракалпаки, 1,0% Киргизы и другие. 93 % верующих - мусульмане (в основном сунниты ханафитского мазхаба).

Официальный язык - узбекский, распространен также русский, таджикский и казахский.

Денежная единица - сум (введена 27 июня 1994 года). Средний курс за 2011 год 1715,43 сумов за 1 доллар США.

Узбекистан располагает крупными запасами природного газа, нефти, угля, золота, полиметаллов, каменной и калийной соли, мрамора. Ведущие отрасли - топливно-энергетическая (главным образом добычи газа, угля); электроэнергетика; цветная металлургия; машиностроение и металлообработка; химическая и нефтехимическая, легкая и пищевая промышленность. Развитый рынок хлопка, выращиваются зерновые. Значительные нетронутые запасы нефти и газа. Текущая добыча газа вносит решающий вклад в производство электроэнергии. Опыт производства сельскохозяйственных машин; единственный в Центральной Азии авиастроительный завод. В городе Асака находится крупный завод «GM Узбекистан», выпускающий автомобили по лицензиям Daewoo и Chevrolet.

В структуре ВВП значителен вес сельского хозяйства - 38 %, 26 % приходится на промышленность, 36 % на сферу услуг. За 2011 ВВП вырос на 8,3 %. Страна занимает третье место в мире по экспорту и шестое место по производству хлопка.

Важнейшей сельскохозяйственной продукцией Узбекистана, помимо хлопка, являются фрукты, овощи и зерно (пшеница, рис и кукуруза).

Хорошие урожаи кенафа, винограда, бахчевых культур. Развито каракулеводство, шелководство. Ремесла: вышивка, паласы, ковры, золотое шитье, гончарное производство, чеканка и гравировка медной посуды, роспись и резьба по мрамору.

Железных дорог 3992 км, шоссе 78,4 тыс. км (86 % с твердым покрытием); 9 аэропортов. Академия Наук (50 НИИ), 75 ВУЗ (из них более 20 университетов и филиалов зарубежных университетов). Узбекистан - традиционный центр исламской культуры (14 медресе, университет ислама в Бухаре и в Ташкенте). Библиотеки с собранием древних книг и рукописей. В 2011 г. введено новое современное здание библиотеки им. А. Навои. Около 35 музеев. Более 9 тыс. архитектурных и исторических памятников. Курорты: Ташкентские Минеральные Воды, Чартак, Чимион, Шахмардан и др.

УКРАИНА

Украина (Україна), государство в Восточной Европе. Площадь 603,7 тыс. км²; состоит из 24 областей и автономной республики Крым. Столица - Киев (2,6 млн человек). Другие крупные города: Харьков, Одесса, Днепропетровск, Донецк, Запорожье, Львов, Кривой Рог.



В IX-X вв. сформировалось государство со столицей в Киеве - Киевская Русь, в состав которого в IX-XII вв. входила большая часть нынешней Украины. В XIV веке вошла в состав Велико-го княжества Литовского, а затем Речи Посполитой. В 1654 г. к России была присоединена Левобережная Украина (Малороссия), а после трех разделов Польши (1772, 1793, 1795 гг.) - большая часть Правобережной Украины (Подолія, Волынь). Южные районы Украины (Новороссия) Россия отвоевала у Османской империи, а Западная Украина (Галичина, Буковина) в 1772-1918 гг. была в составе Австрийской монархии. В 1917-20 гг. на территории Украины существовали Украинская народная республика, Западно-Украинская народная республика и Украинская ССР. В 1920 г. Западная Украина отошла к Польше; в 1922 г. УССР вошла в состав СССР. В 1939 г. Западная Украина включена в состав УССР, а в 1940 г. - Северная Буковина и часть Бессарабии; в 1945 г. - Закарпатская Украина, в 1954 г. из РСФСР в состав Украины передана Крымская область.

В 1991 г. провозглашена независимое государство Украина, главой которой является Президент, а законодательным органом - парламент (Верховная Рада).

Большая часть территории Украины находится в пределах юго-западной части Восточно-Европейской равнины. На западе - Подольская, в центральной части - Приднепровская, на юго-востоке - Приазовская возвышенности и Донецкий кряж; между ними - Приднепровская низменность, на юге - Причерноморская низменность, на севере низменности - Полесье. На крайнем юго-западе поднимаются Украинские Карпаты (часть Восточных Карпат) - гора Говерла, 2061 м; на юге Крыма - Крымские горы. На юге территория

страны омывается водами Черного и Азовского морей; побережья изрезаны лиманами (Днепровский, Днестровский и др.), заливами (Каркинитский, Сиваш и др.) и песчаными косами (Федотова, Бердянская и др.).

Главная река Днепр (крупные левые притоки Десна, Псел и Ворскла, правые - Припять, Рось, Ингулец) пересекает территорию с севера на юг и делит ее на Правобережную и Левобережную Украину. Другие реки - Северский Донец, Южный Буг, Днестр, Дунай. Много озер; на реках - водохранилища (крупнейший каскад на Днестре).

Климат умеренно континентальный, на южном берегу Крыма - субтропический. На севере - смешанные леса и болота; в центре - лесостепи, на юге - степи, практически полностью распаханные; в горах - вертикальная поясность. Главные заповедники и национальные парки - Черноморский, Полесский, Карпатский, Аскания-Нова, Шацкий, Ялтинский; ботанические сады.

После катастрофы на Чернобыльской АЭС в 1986 г. северная часть Киевской обл. оказалась в зоне радиоактивного заражения.

Население 45,5 млн. человек (2011 г.), 63 % городского населения; украинцы - 73 %, русские - 22 %, евреи - 1 %, белорусы - 0,9 %, молдаване - 0,6 %, болгары - 0,45 %, поляки - 0,42 %, венгры, румыны, крымские татары, греки, цыгане. Преобладают православные, на западе - греко-католики.

Денежная единица - гривна (введена 2 сентября 1996 года). Средний курс за 2011 год 7,97 гривен за 1 доллар США.

Добыча каменного и бурого угля, торфа, нефти, природного газа, железной руды, марганца, ртути, озокерита, графита, серы, калийных солей, поваренной соли, каолина. Черная и цветная металлургия; машиностроительная, деревообрабатывающая, целлюлозно-бумажная, цементная, строительная, стекольная, фарфоровая, легкая, пищевая промышленность.

Основные сельскохозяйственные культуры: пшеница, кукуруза, ячмень, гречиха, сахарная свекла, подсолнечник, лен-долгунец, картофель, овощи, фрукты, виноград, бахчевые, табак, хмель. Разведение крупного рогатого скота, свиноводство, овцеводство, птицеводство, рыбоводство; шелководство и пчеловодство. Художественные промыслы; керамика, вышивка; лозоплетение, резьба по дереву.

Международные аэропорты в Киеве, Одессе, Симферополе; морские порты: Одесса, Ильичевск, Феодосия, Мариуполь, Керчь. Курорты на морском побережье и в Карпатах.

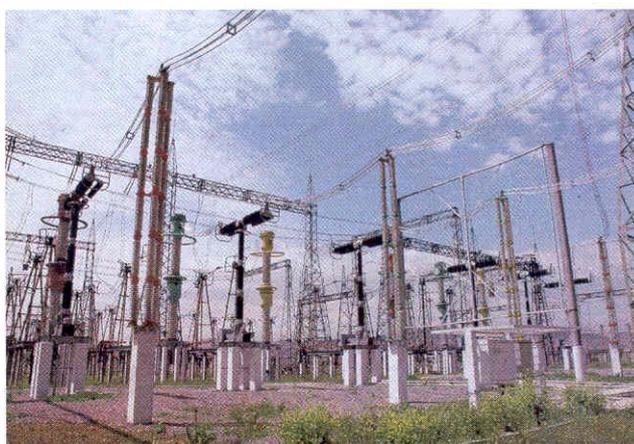
Внешнеэкономические связи с более чем 180 странами. Главные торговые партнеры: Россия, Туркменистан, Германия, Китай, Республика Беларусь.



2001



2011



Производство электроэнергии в государствах - участниках СНГ в 2001-2011 гг.

Прямой шрифт - данные Межгосударственного статкомитета СНГ

Курсив - данные энергосистем

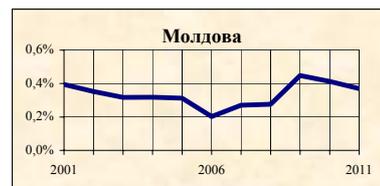
(млрд кВт·ч)

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Азербайджан	19,0	18,7	21,3	21,7	22,6	23,8	21,4	21,2	18,6	18,4	20,0
Армения	5,7	5,5	5,5	6,0	6,3	5,9	5,9	6,1	5,6	6,4	7,4
Беларусь	24,8	26,2	26,3	30,9	30,70	31,8	31,8	34,9	30,9	34,8	32,0
Казахстан	55,2	58,2	63,7	66,6	67,6	71,5	76,4	80,0	78,4	82,3	86,2
Кыргызстан	13,7	11,9	14,0	15,1	14,9	14,5	14,8	11,8	10,9	12,1	14,96
Молдова	4,9	4,4	4,1	4,2	4,2	2,84	3,86	4,03	6,2	6,01	5,5
Россия	875,7	875,1	900,2	914,9	935,6	977,4	997,3	1027,8	978,66	1025,39	1040,5
Таджикистан	14,4	15,3	16,5	16,5	17,1	16,9	17,5	16,1	14,2	16,2	16,1
Туркменистан	10,52	10,55	10,41	11,42	12,34	13,14	14,03	14,97	15,61	16,08	18,27
Узбекистан	47,9	49,3	48,7	49,7	47,6	49,37	49,01	50,15	50,04	51,94	52,75
Украина	173,0	173,7	180,4	182,2	186,1	193,4	196,3	191,8	173,1	188,1	194,1
Всего по СНГ	1244,8	1248,9	1291,1	1319,2	1345,1	1400,6	1428,3	1458,9	1382,2	1457,7	1487,8



**Доля государств - участников СНГ
в общем производстве электроэнергии в 2001-2011 гг.**

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007,0	2008	2009	2010	2011
Азербайджан	1,5%	1,5%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,5%	1,5%	1,3%	1,3%	1,3%
Армения	0,5%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,5%
Беларусь	2,0%	2,1%	2,0%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,4%	2,2%	2,4%	2,2%
Казахстан	4,4%	4,7%	4,9%	5,0%	5,0%	5,1%	5,3%	5,5%	5,7%	5,6%	5,8%
Кыргызстан	1,1%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	0,8%	0,8%	0,8%	1,0%
Молдова	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,4%
Россия	70,3%	70,1%	69,7%	69,4%	69,6%	69,8%	69,8%	70,5%	70,8%	70,3%	69,9%
Таджикистан	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%	1,0%	1,1%	1,1%
Туркменистан	0,8%	0,8%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%	1,0%	1,0%	1,1%	1,1%	1,2%
Узбекистан	3,8%	3,9%	3,8%	3,8%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,6%	3,6%	3,5%
Украина	13,9%	13,9%	14,0%	13,8%	13,8%	13,8%	13,7%	13,1%	12,5%	12,9%	13,0%
Всего по СНГ	100%	100%	100%	100%	100%						



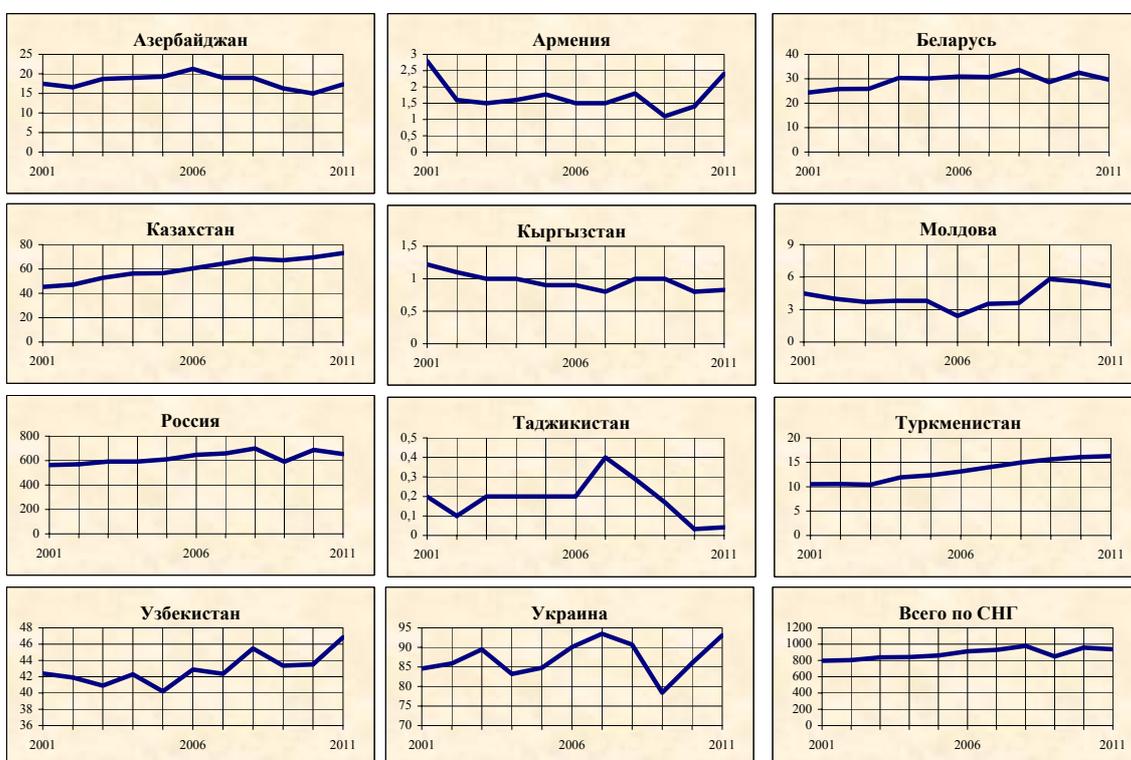
Производство электроэнергии тепловыми электростанциями в государствах - участниках СНГ в 2001-2011 гг.

Прямой шрифт - данные Межгосударственного статкомитета СНГ

Курсив - данные энергосистем

(млрд кВт·ч)

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Азербайджан	17,5	16,6	18,7	19,0	<i>19,3</i>	<i>21,3</i>	<i>19,0</i>	<i>19,0</i>	<i>16,3</i>	<i>15,0</i>	<i>17,3</i>
Армения	2,8	1,6	1,5	1,6	1,8	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>	<i>1,8</i>	<i>1,1</i>	<i>1,4</i>	<i>2,4</i>
Беларусь	24,4	25,8	25,9	30,3	30,1	30,9	30,7	33,6	28,6	32,5	29,6
Казахстан	45,3	47,1	52,7	56,3	56,5	60,4	64,4	68,5	67,1	69,5	73,0
Кыргызстан	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	1,0	1,0	0,8	0,83
Молдова	4,5	4,0	3,7	3,8	3,8	2,4	3,5	3,6	5,82	5,57	5,16
Россия	563,4	569,5	592,2	592,3	610,6	647,4	658,7	698,9	590,83	687,14	652,99
Таджикистан	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,3	0,17	0,03	0,04
Туркменистан	10,5	10,6	10,4	11,9	12,3	13,1	14,0	15,0	15,6	16,1	16,3
Узбекистан	42,4	41,9	40,9	42,3	40,2	42,9	42,4	45,5	43,35	43,5	46,8
Украина	84,6	85,9	89,5	83,2	84,8	90,1	93,5	90,7	78,4	86,0	93,1
Всего по СНГ	796,8	804,2	836,7	841,9	860,5	911,1	928,9	977,8	848,3	957,5	937,5



Юго-Западная ТЭЦ

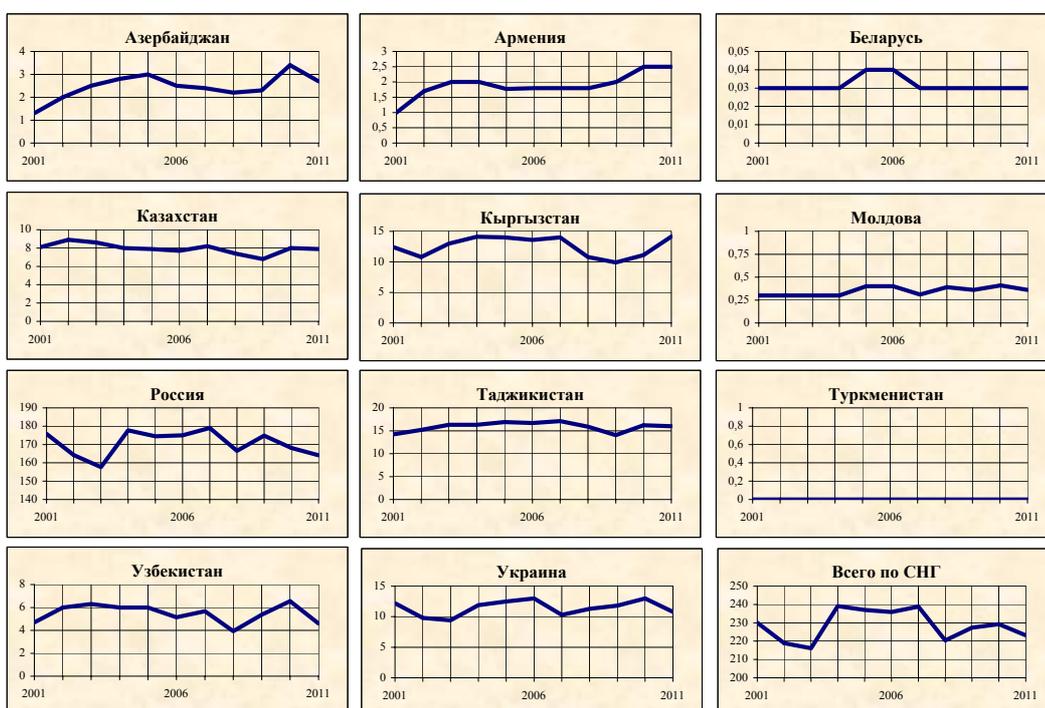
Производство электроэнергии гидравлическими электростанциями в государствах - участниках СНГ в 2001-2011 гг.

Прямой шрифт - данные Межгосударственного статкомитета СНГ

Курсив - данные энергосистем

(млрд кВт·ч)

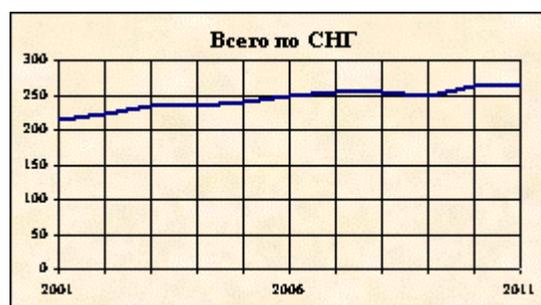
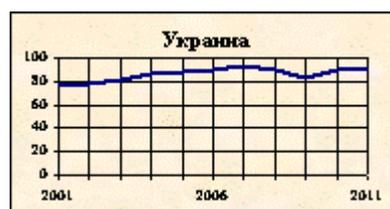
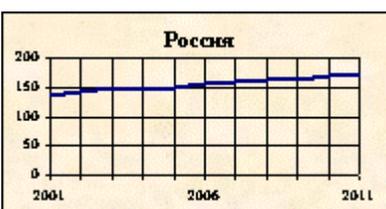
<i>Год</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>
Азербайджан	1,3	2,0	2,5	2,8	3,0	2,5	2,4	2,2	2,3	3,4	2,7
Армения	1,0	1,7	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	2,0	2,5	2,5
Беларусь	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Казахстан	8,1	8,9	8,6	8,0	7,9	7,7	8,2	7,4	6,8	8,0	7,9
Кыргызстан	12,4	10,8	13,0	14,1	14,0	13,6	14,0	10,8	9,9	11,1	14,13
Молдова	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,31	0,39	0,36	0,41	0,36
Россия	175,8	164,2	157,7	177,7	174,5	175	179	166,6	174,81	168,12	164,15
Таджикистан	14,2	15,2	16,3	16,3	16,9	16,7	17,1	15,9	14,03	16,2	16,00
Туркменистан	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Узбекистан	4,7	6,0	6,3	6,0	6,0	5,14	5,67	3,93	5,36	6,55	4,6
Украина	12,2	9,8	9,4	11,9	12,5	13,0	10,3	11,3	11,8	13,0	10,8
Всего по СНГ	230,0	218,9	216,1	239,1	237,0	235,9	238,8	220,4	227,4	229,3	223,2



Производство электроэнергии атомными электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2001-2011 гг.

(млрд кВт·ч)

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Армения	2,0	2,3	2,0	2,4	2,7	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Россия	136,5	141,4	150,3	144,9	149,6	155,1	159,7	162,7	163,3	170,1	172,8
Украина	76,2	78,0	81,4	87,0	88,8	90,2	92,5	89,8	82,9	89,1	90,2
Всего по СНГ	214,7	221,7	233,7	234,3	241,1	247,9	254,7	255,0	248,7	261,7	265,5



Ввод генерирующих мощностей в энергосистемах государств-участников СНГ в 2001-2011 гг.

(тыс. кВт)

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Всего
Азербайджан	-	-	37,5	-	-	452,0	104,4	300,0	630,0	20,0	-	1543,9
Армения	6,0	3,0	3,0	1,0	4,4	11,4	10,3	13,1	13,5	268,1	492,5	826,3
Беларусь	8,7	0,2	53,3	14,5	122,5	44,4	15,3	44,0	280,7	-	168,7	752,3
Казахстан	68,0	134,0	120,0	66,0	116,0	197,4	248	23,4	105,2	375,1	415,6	1868,7
Кыргызстан	28,0	35,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63,0
Молдова	-	12,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,0
Россия	2330,0	640,0	2088,0	965,0	2867,0	1479,0	2124,0	1322,0	1290,7	2902,5	4726,2	22734,4
Таджикистан	-	-	-	-	-	16,0	-	502,5	167,5	-	110,0	796,0
Туркменистан	-	-	252,0	123,0	330,0	-	-	-	-	-	-	705,0
Узбекистан	-	-	-	-	800,0	-	-	-	-	-	-	800,0
Украина	-	-	-	2000,0	-	-	-	-	-	-	-	2000,0
Всего по СНГ	2440,7	824,2	2553,8	3169,5	4239,9	2200,2	2502,0	2205,0	2487,6	3565,7	5913,0	32101,6

**Экспорт и импорт электроэнергии
в государствах - участниках СНГ в 2001-2011 гг.**

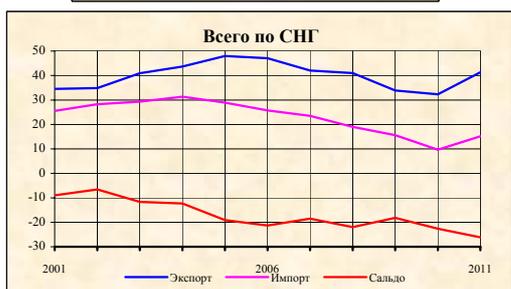
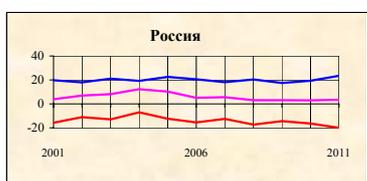
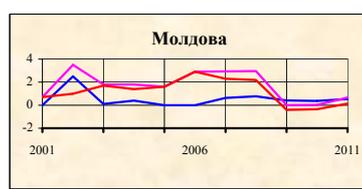
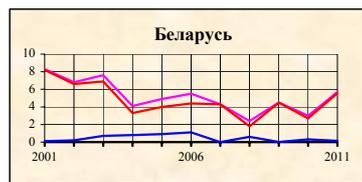
Прямой шрифт - данные Межгосударственного статкомитета СНГ

Курсив - данные энергосистем

(млрд кВт·ч)

<i>Год</i>	<i>2001</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>
Азербайджан											
Экспорт	0,6	1,4	0,7	0,3	1,4	0,9	0,7	0,80	0,38	0,46	0,80
Импорт	1,4	2,6	2,4	2,1	2,4	2,1	0,5	0,22	0,11	0,10	0,73
Сальдо	0,8	1,2	1,7	1,8	1,0	1,2	-0,2	-0,58	-0,27	-0,36	-0,07
Армения											
Экспорт	0,7	0,7	0,6	0,9	1,0	0,8	0,5	0,5	0,5	1,2	1,5
Импорт	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2
Сальдо	-0,4	-0,4	-0,3	-0,6	-0,8	-0,4	-0,1	-0,2	-0,2	-0,9	-1,3
Беларусь											
Экспорт	0,1	0,2	0,7	0,8	0,9	1,1	0	0,6	0,01	0,3	0,15
Импорт	8,3	6,8	7,6	4,1	4,9	5,5	4,3	2,4	4,50	3,0	5,7
Сальдо	8,2	6,6	6,9	3,3	4,0	4,4	4,3	1,8	4,49	2,7	5,6
Казахстан											
Экспорт	2,2	2,5	5,0	7,1	3,8	3,7	3,3	2,2	2,3	1,5	1,8
Импорт	3,7	2,3	3,3	5,3	4,3	4,0	3,4	2,8	1,8	3,0	3,7
Сальдо	1,5	-0,2	-1,7	-1,8	0,6	0,3	0,1	0,6	-0,5	1,5	1,9
Кыргызстан											
Экспорт	2,2	1,1	1,7	3,4	2,7	2,5	2,4	0,5	0,86	1,47	2,634
Импорт	0,3	0,4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо	-1,9	-0,7	-1,6	-3,3	-2,7	-2,5	-2,4	-0,5	-0,86	-1,47	-2,634
Молдова											
Экспорт	0,0	2,5	0,1	0,4	0,0	0,0	0,63	0,77	0,41	0,37	0,529
Импорт	0,7	3,5	1,8	1,8	1,6	2,9	2,93	2,96	0,01	0,025	0,666
Сальдо	0,7	1,0	1,7	1,4	1,6	2,9	2,30	2,19	-0,40	-0,345	0,137
Россия											
Экспорт	19,7	18	21,1	19,2	22,6	20,52	18,14	20,35	17,42	19,36	23,42
Импорт	3,9	6,9	8,2	12,2	10,3	5,11	5,62	3,05	3,023	2,92	3,42
Сальдо	-15,8	-11,1	-12,9	-7,0	-12,4	-15,4	-12,5	-17,30	-14,4	-16,4	-20,0
Таджикистан											
Экспорт	4,0	3,9	4,6	4,5	4,3	4,2	4,5	4,42	4,25	0,178	0,053
Импорт	5,4	4,7	4,6	4,8	4,5	4,8	4,6	5,30	5,0	0,338	0,051
Сальдо	1,4	0,8	0,0	0,3	0,2	0,6	0,1	0,88	0,75	0,160	-0,002
Туркменистан											
Экспорт	1,06	0,66	0,52	1,15	1,32	1,61	1,87	2,24	2,68	2,1	2,52
Импорт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо	-1,06	-0,66	-0,52	-1,15	-1,30	-1,61	-1,87	-2,24	-2,68	-2,10	-2,52
Узбекистан											
Экспорт	0,85	0,70	0,81	0,89	0,96	1,33	0,79	0,80	0,94	1,16	1,39
Импорт	1,35	0,60	0,80	0,64	0,70	0,90	1,78	0,90	0,89	0,0	0,66
Сальдо	0,50	-0,10	-0,01	-0,25	-0,26	-0,43	0,99	0,10	-0,05	-1,16	-0,73
Украина											
Экспорт	3,1	3,2	5,1	5,0	9,0	10,4	9,2	7,8	4,1	4,2	6,5
Импорт	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0
Сальдо	-2,9	-3,0	-4,9	-5,0	-9,0	-10,4	-9,2	-6,7	-4,1	-4,2	-6,5
Всего по СНГ											
Экспорт	34,5	34,9	40,9	43,6	48,0	47,1	42,0	41,0	33,9	32,3	41,3
Импорт	25,6	28,3	29,3	31,3	28,9	25,7	23,5	19,0	15,6	9,7	15,1
Сальдо	-9,0	-6,6	-11,6	-12,3	-19,1	-21,3	-18,5	-22,0	-18,2	-22,6	-26,2

Экспорт и импорт электроэнергии в государствах - участниках СНГ в 2001-2011 гг.



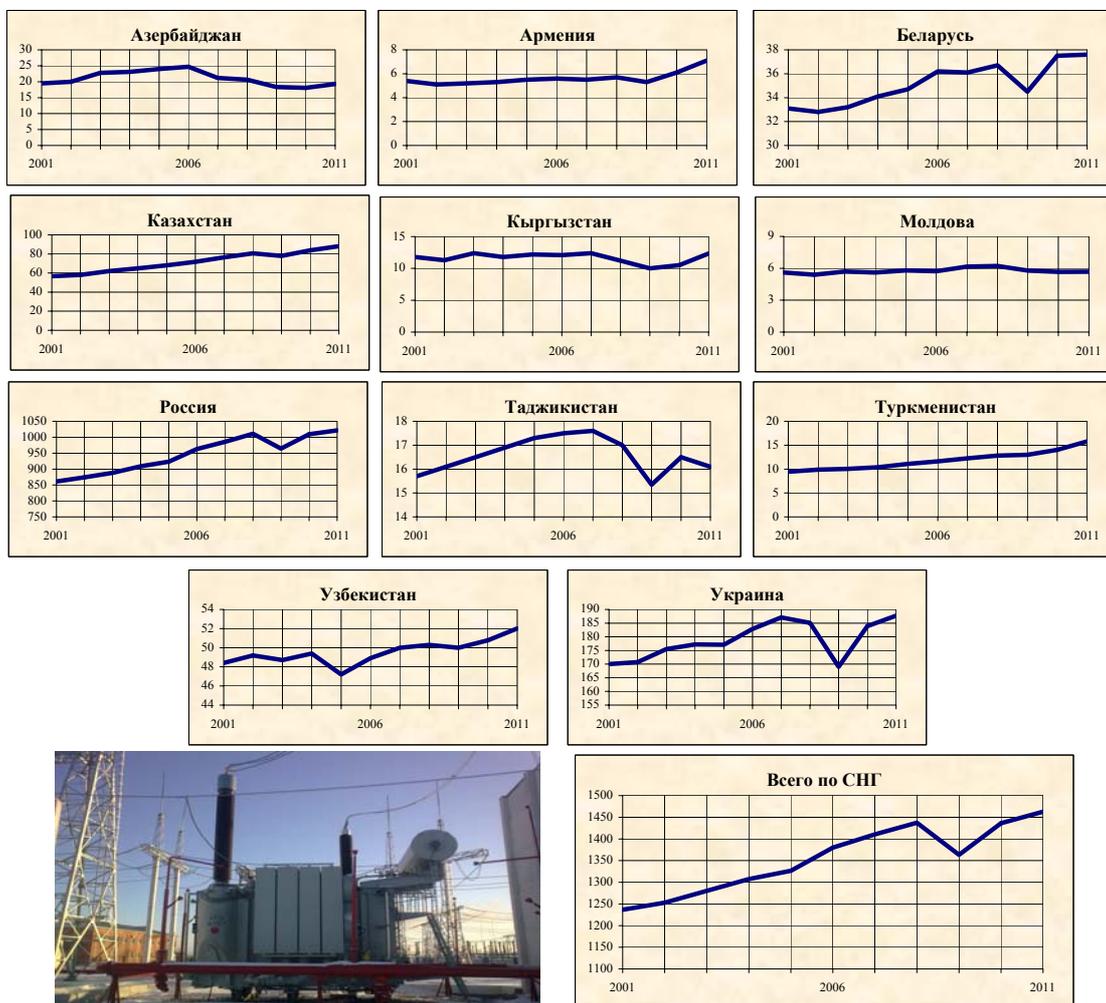
Потребление электроэнергии в государствах - участниках СНГ в 2001-2011 гг.

Прямой шрифт - данные Межгосударственного статкомитета СНГ

Курсив - данные энергосистем

(млрд кВт·ч)

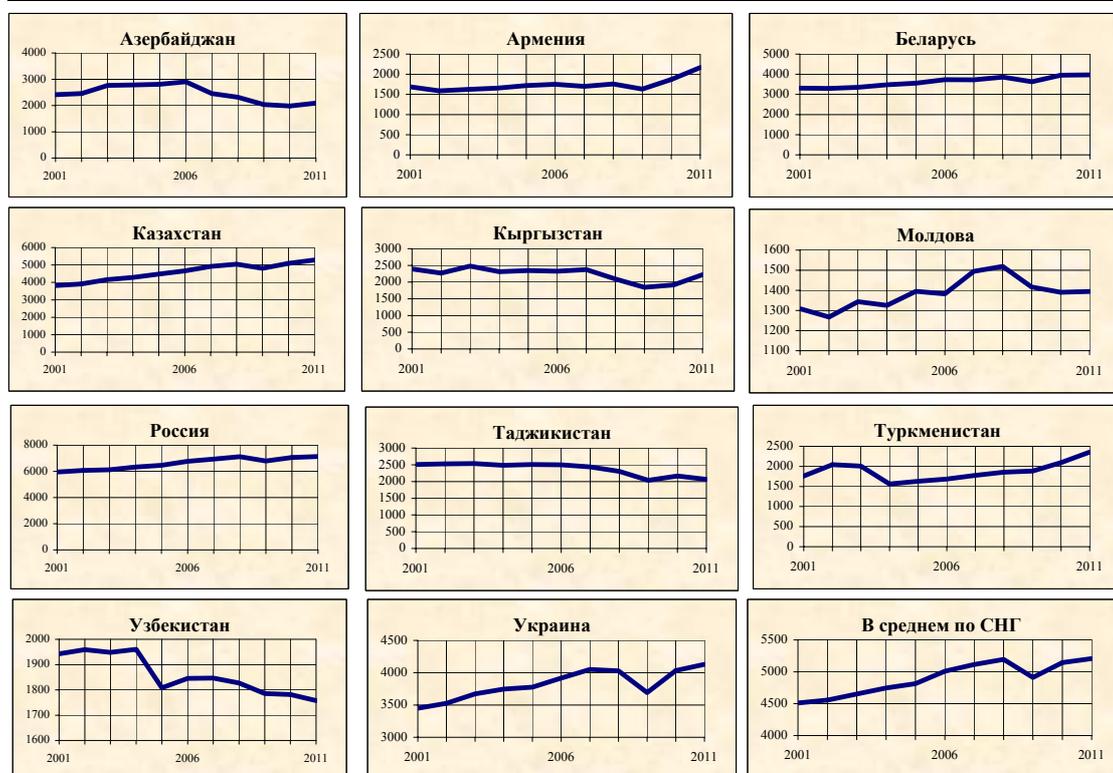
<i>Год</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>
Азербайджан	19,5	20,0	22,8	23,1	24,0	24,7	21,2	20,61	18,33	18,06	19,29
Армения	5,4	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,5	5,7	5,3	6,1	7,1
Беларусь	33,1	32,8	33,2	34,1	34,7	36,2	36,1	36,7	34,5	37,5	37,6
Казахстан	56,7	58,0	62,0	64,8	68,1	71,8	76,5	80,6	77,9	83,8	88,1
Кыргызстан	11,8	11,3	12,4	11,8	12,2	12,1	12,4	11,2	10,0	10,5	12,34
Молдова	5,6	5,4	5,7	5,6	5,8	5,72	6,16	6,22	5,79	5,67	5,68
Россия	861	874,4	888,2	908,9	923,4	962,8	985,6	1011	964,37	1009,62	1021,22
Таджикистан	15,7	16,1	16,5	16,9	17,3	17,5	17,6	17,0	15,35	16,5	16,1
Туркменистан	9,46	9,89	10,04	10,38	11,09	11,62	12,25	12,81	12,99	14,04	15,8
Узбекистан	48,4	49,2	48,7	49,4	47,2	48,9	50,0	50,3	49,99	50,77	52,02
Украина	170,0	170,7	175,5	177,2	177,1	182,9	187,1	185,1	169,0	183,9	187,7
Всего по СНГ	1236,7	1252,9	1280,2	1307,5	1326,4	1379,8	1410,4	1437,2	1363,5	1436,5	1463,0



**Потребление электроэнергии в государствах - участниках СНГ в 2001-2011 гг.
на душу населения**

(кВт·ч)

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Азербайджан	2413	2457	2768	2783	2810	2906	2457	2317	2037	1982	2089
Армения	1688	1587	1625	1656	1719	1750	1699	1760	1631	1869	2169
Беларусь	3313	3296	3354	3480	3559	3732	3726	3858	3632	3955	3973
Казахстан	3820	3913	4161	4291	4480	4662	4917	5043	4807	5097	5283
Кыргызстан	2391	2267	2480	2314	2346	2327	2374	2094	1846	1917	2223
Молдова	1309	1267	1344	1326	1396	1383	1494	1519	1417	1390	1395
Россия	5945	6074	6117	6329	6466	6771	6941	7125	6796	7065	7136
Таджикистан	2510	2525	2538	2485	2507	2500	2439	2305	2039	2166	2064
Туркменистан	1762	2041	2008	1561	1631	1684	1775	1857	1883	2096	2358
Узбекистан	1943	1959	1948	1960	1808	1845	1847	1827	1785	1781	1757
Украина	3449	3526	3672	3746	3776	3916	4051	4027	3691	4033	4130
В среднем по СНГ	4512	4557	4650	4747	4814	5010	5113	5193	4912	5146	5208



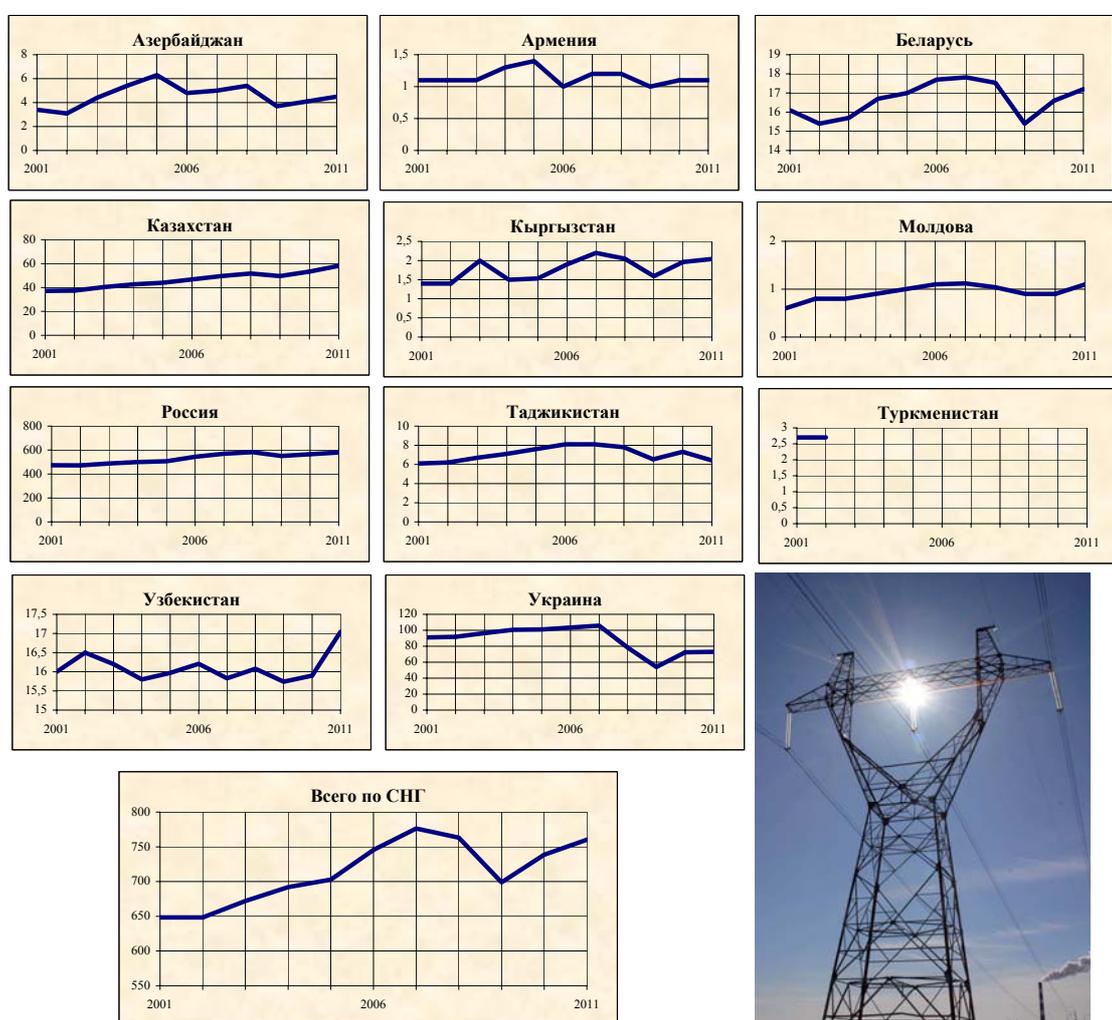
Потребление электроэнергии предприятиями промышленности и стройиндустрии в государствах - участниках СНГ в 2001-2011 гг.

Прямой шрифт - данные Межгосударственного статкомитета СНГ

Курсив - данные энергосистем

(млрд кВт·ч)

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Азербайджан	3,4	3,1	4,4	5,4	6,3	4,8	5,0	5,4	3,7	4,1	4,5
Армения	1,1	1,1	1,1	1,3	1,4	1,0	1,2	1,2	1,0	1,1	1,1
Беларусь	16,1	15,4	15,7	16,7	17,0	17,7	17,8	17,5	15,4	16,6	17,2
Казахстан	37,1	37,4	40,3	42,6	44,0	46,7	49,5	51,7	49,5	53,3	58,1
Кыргызстан	1,4	1,4	2,0	1,5	1,5	1,9	2,2	2,05	1,59	1,96	2,04
Молдова	0,6	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	1,12	1,04	0,9	0,9	1,1
Россия	472,7	471,9	488,3	500,2	507,0	544,6	569,7	582,1	550,6	565,0	579,7
Таджикистан	6,1	6,2	6,7	7,1	7,6	8,1	8,1	7,8	6,54	7,31	6,41
Туркменистан	2,7	2,7									
Узбекистан	16,0	16,5	16,2	15,8	15,97	16,21	15,83	16,08	15,74	15,9	17,04
Украина	91,1	91,8	96,4	100,6	101,1	103,5	105,8	78,3	54,01	72,47	73,0
Всего по СНГ	648,3	648,3	671,9	692,1	702,9	745,6	776,3	763,2	699,0	738,6	760,2



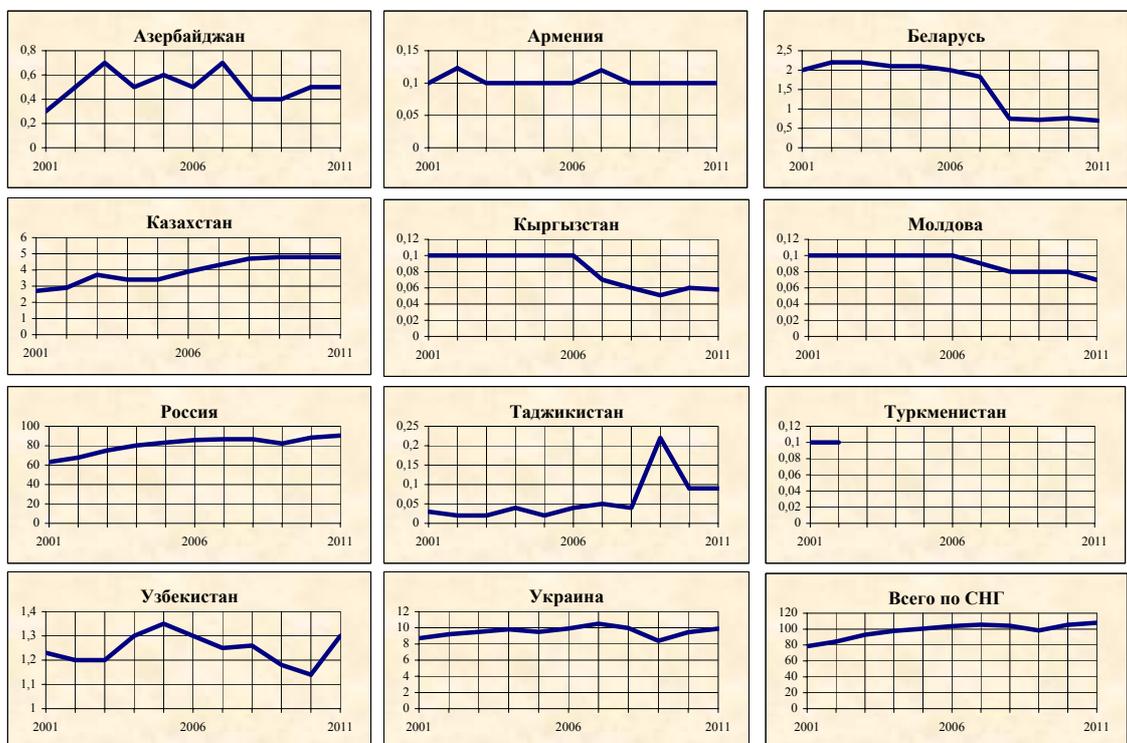
Потребление электроэнергии электрифицированным транспортом в государствах - участниках СНГ в 2001-2011 гг.

Прямой шрифт - данные Межгосударственного статкомитета СНГ

Курсив - данные энергосистем

(млрд.кВтч)

<i>Год</i>	<i>2001</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>
Азербайджан	0,3	0,5	0,7	0,5	0,6	0,5	0,7	0,4	0,4	0,5	0,5
Армения	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,12	0,1	0,1	0,1	0,1
Беларусь	2,0	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	1,83	0,75	0,72	0,76	0,7
Казахстан	2,7	2,9	3,7	3,4	3,4	3,9	4,3	4,7	4,8	4,8	4,8
Кыргызстан	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,07	0,06	0,05	0,06	0,06
Молдова	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,09	0,08	0,08	0,08	0,07
Россия	63,1	67,8	75,2	80,3	83,2	85,9	86,6	86,7	82,3	88,4	90,4
Таджикистан	0,03	0,02	0,02	0,04	0,02	0,04	0,05	0,04	0,22	0,09	0,09
Туркменистан	0,1	0,1									
Узбекистан	1,23	1,2	1,2	1,3	1,35	1,30	1,25	1,26	1,18	1,14	1,3
Украина	8,7	9,2	9,5	9,8	9,5	9,9	10,5	9,96	8,39	9,45	9,89
Всего по СНГ	78,5	84,2	92,8	97,7	100,5	103,8	105,5	104,1	98,2	105,4	107,9



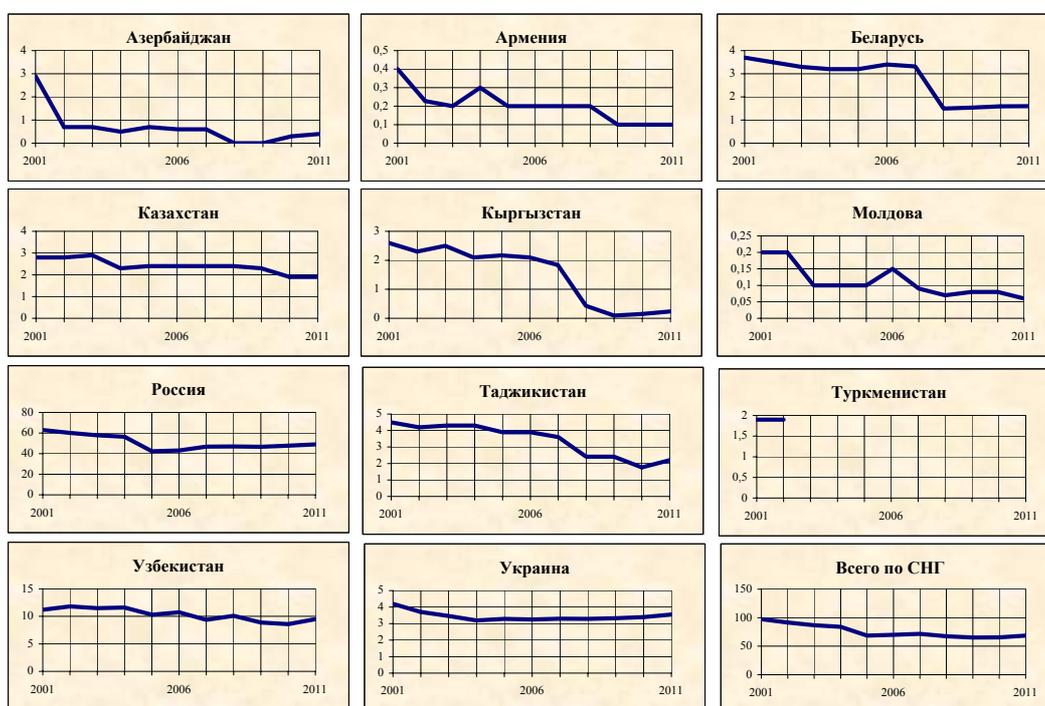
Потребление электроэнергии сельскохозяйственной отраслью в государствах - участниках СНГ в 2001-2011 гг.

Прямой шрифт - данные Межгосударственного статкомитета СНГ

Курсив - данные энергосистем

(млрд кВт·ч)

<i>Год</i>	<i>2001</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>
Азербайджан	2,9	0,7	0,7	0,5	0,7	0,6	0,6	0	0	0,3	0,4
Армения	0,4	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Беларусь	3,7	3,5	3,3	3,2	3,2	3,4	3,32	1,5	1,54	1,59	1,6
Казахстан	2,8	2,8	2,9	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	1,9	1,9
Кыргызстан	2,6	2,3	2,5	2,1	2,2	2,1	1,84	0,43	0,09	0,15	0,24
Молдова	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,15	0,09	0,07	0,08	0,08	0,06
Россия	63,0	60,1	57,8	56,4	42,3	43,1	46,8	46,9	46,6	47,7	49,0
Таджикистан	4,5	4,2	4,3	4,3	3,9	3,9	3,6	2,41	2,41	1,76	2,2
Туркменистан	1,9	1,9									
Узбекистан	11,2	11,8	11,5	11,6	10,3	10,73	9,38	10,11	8,87	8,59	9,49
Украина	4,2	3,7	3,5	3,2	3,3	3,3	3,3	3,29	3,33	3,39	3,55
Всего по СНГ	97,4	91,4	86,8	84,0	68,6	69,8	71,5	67,3	65,3	65,6	68,5



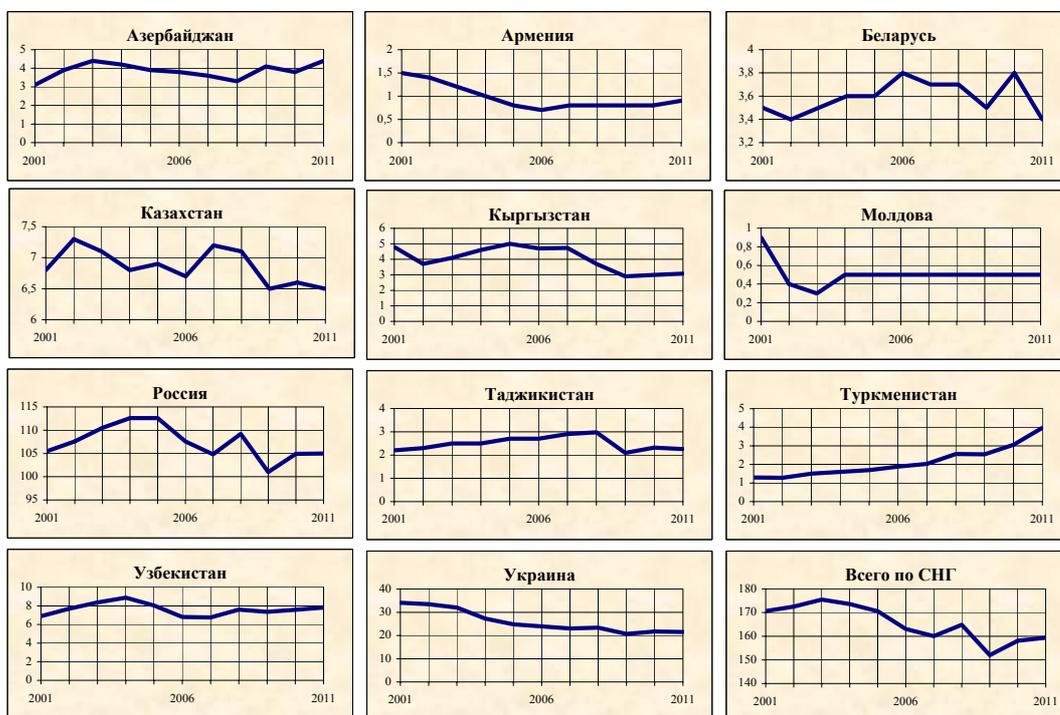
Расход электроэнергии на транспорт в сетях в государствах-участниках СНГ в 2001 – 2011 гг.

Прямой шрифт - данные Межгосударственного статкомитета СНГ

Курсив - данные энергосистем

(млрд кВт·ч)

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Азербайджан	3,1	3,9	4,4	4,2	3,9	3,8	3,6	3,3	4,1	3,8	4,4
Армения	1,5	1,4	1,2	1,0	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
Беларусь	3,5	3,4	3,5	3,6	3,6	3,8	3,7	3,7	3,5	3,8	3,4
Казахстан	6,8	7,3	7,1	6,8	6,9	6,7	7,2	7,1	6,5	6,6	6,5
Кыргызстан	4,8	3,7	4,1	4,6	5	4,7	4,7	3,7	2,9	3,0	3,08
Молдова	0,9	0,4	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Россия	105,5	107,6	110,5	112,6	112,6	107,6	104,8	109,2	101,0	104,9	105,0
Таджикистан	2,2	2,3	2,5	2,5	2,7	2,7	2,9	2,98	2,09	2,32	2,26
Туркменистан	1,3	1,28	1,5	1,6	1,69	1,88	2,03	2,56	2,54	3,06	3,97
Узбекистан	6,9	7,7	8,4	8,9	8,1	6,8	6,75	7,6	7,35	7,59	7,83
Украина	34,1	33,5	32,0	27,3	24,8	23,9	23,0	23,4	20,7	21,7	21,5
Всего по СНГ	170,6	172,5	175,5	173,6	170,5	163,1	160,0	164,8	152,0	158,1	159,3





2001



**Электрoэнергетика
государств-участников
СНГ**

2011



Электроэнергетика Азербайджанской Республики

Энергетика Азербайджанской Республики на протяжении всей истории является динамично развивающейся отраслью и играет доминирующую роль в южно-кавказском регионе.

Под руководством общенародного лидера Азербайджана Гейдара Алиева в начале 90-х годов удалось остановить разрушительные процессы во всех отраслях экономики, в том числе в ее энергетическом секторе, а затем инициировать восстановление и строительство новых генерирующих мощностей, высоковольтных подстанций и линий электропередачи. Данный период характеризуется особым подъемом в развитии электроэнергетической отрасли.

Следует отметить некоторые крупные проекты, которые были реализованы в последние годы.

В 2000-2001 годах в г. Баку была введена в строй тепловая электрическая станция "Бакинская", которая состоит из двух современных газотурбинных установок суммарной мощностью 107 МВт.

Предметом особой гордости азербайджанских энергетиков является введенная в строй в 2002 году парогазовая установка мощностью 400 МВт на Апшеронском полуострове. Эта ПГУ не имеет аналогов на всем постсоветском пространстве ни по конструкции, ни по высоким технико-экономическим показателям.

За счет кредита, предоставленного Европейским банком реконструкции и развития, в 2000-2003 г.г. достроена и введена в строй Еникендская ГЭС мощностью 150 МВт (4 гидроагрегата по 37,5 МВт каждый). Была продолжена реконструкция Мингечаурской гидроэлектростанции, начатая в 1999 г., построены линия электропередачи и подстанции 330 кВ Агджабеды.

Для удовлетворения растущей потребности Республики в электрической мощности Правительством было принято решение о строительстве в 2005-2007 годах 5-ти модульных электростанций, на базе агрегатов с ДВС приводом единичной мощностью 8,7 МВт (производства финской компании Wartsila) в Астаре (87 МВт), Шеки (87 МВт) Хачмазе (87 МВт), Нахчыване (87 МВт) и Баку (104,4 МВт). В Нахчыване, Астаре, Шеки и Хачмаз электростанции введены в эксплуатацию в 2006 году, в Баку электростанция была введена в работу в начале 2007 года.

В 2006 году в Нахчыванской Автономной Республике была выполнена реконструкция газотурбинной электростанции мощностью 64 МВт и введена в эксплуатацию "Вайхир" ГЭС. В 2008 году вблизи Баку была введена электростанция Сангачал с ДВС приводом суммарной мощностью 300 МВт. В 2009 году 2 электрические станции: "Сумгаит" мощностью 525 МВт и "Шахдаг" 104,4 МВт были введены в эксплуатацию.

Установленная мощность энергосистемы Республики на 2011 год составляет 6297 МВт, в том числе гидроэлектростанции 1045 МВт.

В Азербайджане разработана программа развития энергетического сектора Республики до 2015 года. В ней предусмотрен ежегодный рост потребления электроэнергии на уровне 5%. В соответствии с этой программой, осуществляется ряд проектов по наращиванию генерирующей мощности и развитию системы электропередачи. Наиболее крупными являются следующие проекты:

Завершена реконструкция 8-ми энергоблоков мощностью 300 МВт на Азербайджанской ТЭС. Энергоблоки могут работать с нагрузкой 330 МВт, т.е. на 10% больше номинальной, при удельном расходе условного топлива 320 г/кВт.ч.

На конец 2011 года 95-99% производимой на ТЭС электроэнергии вырабатывалось на основе сжигания природного газа, остальная часть – на основе мазута. По итогам 2011 года на производство 1 кВтч электрической энергии было израсходовано 313,5 г. условного топлива. В результате этого, существенно снизились выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Завершается строительство новой парогазовой электростанции "Джануб" в городе Ширван мощностью 780 МВт, на юге Азербайджана в Лерикском районе начато строительство электростанции "Лерик" мощностью 17 МВт.



Строительство 2-го энергоблока Шимал – 400 МВт

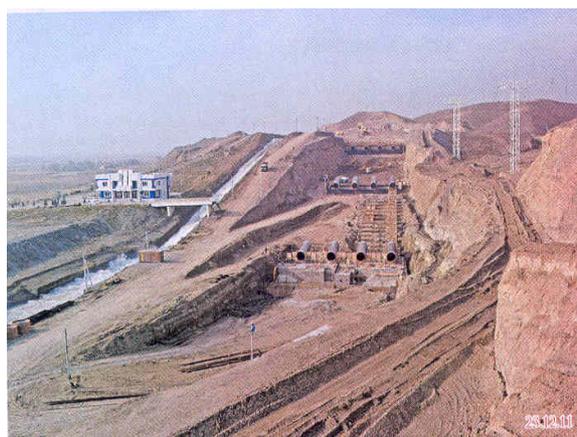
За счет кредита Японского Агентства Международного Сотрудничества (JICA) в настоящее время в поселке Шувялан начато строительство 2-го энергоблока Шимал-400 МВт. Строительство выполняется Японской фирмой "TOYO Engineering" и Азербайджанской компанией "Azenco".

Продолжается модернизация 1-го и 3-го гидроагрегатов Мингечаурской ГЭС. Началась реконструкция Вар-Вара ГЭС, установленная мощность которой 16,5 МВт.

В государственной программе социально-экономического развития регионов 2009-2013 г.г. утвержденной Президентом республики господином Ильхамом Алиевым в восьми экономических районах Азербайджана предусмотрено строительство малых ГЭС.

В настоящее время ведется строительство малых ГЭС на Верхнее-Ширванском канале в Геокчайском районе "Геокчай 1" – 3 МВт, на главном Мильском канале в Физулинском районе "Физули" – 25 МВт, в Гусарском районе "Гусар 1" – 1 МВт, в Исмаиллинском и Астаринском районах. В октябре 2010 года в Нахчыванской Автономной Республике завершено строительство "Биляв ГЭС" мощностью 20 МВт на реке Гилан, а также завершается строительство двух ГЭС деривационного типа "Ордубал ГЭС" – 36 МВт и "Арпачай ГЭС" – 20 МВт.

На главном Мильском канале в Физулинском районе строится "Физули ГЭС" – 25 МВт. Построено административное здание, главное оборудование поставляется на строительную площадку. Ведутся строймонтажные работы. Электрическая энергия, вырабатываемая на станции, будет передаваться в энергосистему по линии 110 кВ. Строительство станции приведет к бесперебойному и надежному обеспечению электрической энергией Верхне-Карабахского экономического района Азербайджана.



"Физули ГЭС" – 25 МВт

Энергосистема располагает развитой системой электропередачи, в составе которой имеются подстанции напряжением 110, 220, 330, 500 кВ. Суммарная мощность трансформаторов этих подстанций составляет более 15 869 МВА. Общая протяженность линий напряжением 110 кВ и выше в настоящее время составляет 8 829 км.

В соответствии с Государственными программами, осуществляется несколько крупных проектов по развитию сетей системы передачи. Ведется строительство линий

электропередачи 500 кВ, 330 кВ, 220 кВ и 110 кВ. Идет строительство 2-х подстанций 110 кВ и 3-х подстанций 220 кВ общей мощностью более 1650 МВА.

Со сменой оборудования на самое современное на 33-х подстанциях 110 кВ, 3-х подстанциях 330 кВ, 9-ти подстанциях 220 кВ идет полная их реконструкция. На 27-ми подстанциях 110 кВ идет увеличение мощности подстанций.

Азербайджанская энергосистема работает параллельно с ЕЭС России и, эпизодически, с энергосистемой Грузии. Производится обмен электроэнергией в "основном" режиме с энергосистемами Ирана и Турции. Экспортный потенциал Азербайджанской энергосистемы на сегодняшний день составляет 4,0-4,5 миллиарда кВт.ч электроэнергии в год.

На кредит, выделенный Иранским банком Развития Экспорта, завершено строительство линии 330 кВ "Ардабильская" и завершается строительство 220 кВ линии "Астара", назначение которых состоит в увеличении пропускной способности и повышении надежности существующей связи между энергосистемами Азербайджана и Ирана.

В настоящее время энергосистема Азербайджанской Республики работает в параллельном режиме с Единой энергосистемой Российской Федерации. Их связывает линия напряжением 330 кВ "Дербенд-Хачмаз".

Для диверсификации экспортных коридоров и повышения надежности поставок электроэнергии между энергосистемами Азербайджана, Грузии и Турции на территории Азербайджана в феврале 2011 года введена в работу новая подстанция 500/330 кВ "Самух" с заходом-выходом межгосударственной линии электропередач 500 кВ "Самух-Гардабани". С этой целью восстановлен 50-ти километровый участок ЛЭП-500 кВ "Самух-1" (Азербайджанской ТЭС – ПС Самух), завершается работа по восстановлению оставшегося 168-километрового участка ЛЭП 500 кВ "Самух-Гардабани" до границы с Грузией, что позволит в дальнейшем экспортировать энергию в Турцию.

Большое внимание в развитии энергосистемы уделяется совершенствованию системы диспетчерского управления. В конце 2011 года был завершен проект по системе "SCADA".

В нижеследующих таблицах указаны основные данные о структуре и показателях деятельности Азербайджанской энергосистемы, находящейся в ведении ОАО "Азерэнерджи".

Общая характеристика энергетической отрасли

Годы	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Количество работающих (тыс. чел.)	14,8	9,8	9,6	9,6	9,8	19,7	20,3	20,1	13,1	14,2	14,8
Ежегодные капиталовложения (млн. \$ США)	72,6	79,1	142,1	35,2	8,4	449	322	344	352	341	684
Оборот (млн. \$ США)	297,8	288,6	321,8	339,2	383	383	935	929	847	851	953
Количество распределительных компаний	2	2	2	2	2	10	10	10	7	7	7
Количество потребителей (тыс.)	1559	1516	1597	1668	1730	1746	1751	1321	1347	1393	1445

Крупнейшие электростанции Азербайджана

№	Электростанция	Мощность генераторов (МВт)	Количество генераторов	Установленная мощность электростанции (МВт)
<i>Тепловые электростанции</i>				
1	Азербайджанская ТЭС	300	8	2400
2	Ширванская ТЭС	150	6	900

3	Сумгайтская ЭС	паровая (1 x 188) ПГУ- газовая (2 x 168,5)	3	525
4	Шимал ЭС	ПГУ-400	1	400
5	Сангачалская ЭС	16,6	18	300
6	Бакинская ТЭЦ	53,5	2	107
7	Шахдаг ЭС	8,7	12	104,4
8	Бакинская ЭС	8,7	12	104,4
Гидравлические электростанции				
1	Мингечевирская ГЭС	60 70,4	2 4	401,6
2	Шамкирская ГЭС	190	2	380
3	Еникендская ГЭС	37,5	4	150

Строительство и реконструкция электростанций

Годы			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)			-	-	37,5	-	-	452	104,4	300	630	20	-
В т. ч. на	ТЭС		-	-				452	104,4	300	630	-	-
	ГЭС		-		37,5				-	-	-	20	-
Затраты на ввод мощностей (млн. \$ США)			-	-	6,4	-	164	440	-	411,8	563,6	65,2	-
В т.ч. иностранные инвестиции (млн. \$ США)			-	-	6,4	-	95	-	-	-	434,2	-	-
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)			123,9	400	-	-		-	-	-	60	90	60
В т. ч. на	ТЭС		53,5	400	-				-	-	60	90	60
	В т. ч.	ПГУ	-	400					-	-	-		-
		ГТУ	53,5	-					-	-	-		-
	ГЭС		70,4	-	-				-	-	-		-
Затраты на реконструкцию мощностей (млн. \$ США)			48,4	184,7	-	-	11,5	238	-	-	62	90	132
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)			48,3	184,7	-	-		238	-	-	62	90	55
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)			-	420	24	-		100	-	230	-	150	-

Электрические сети и высоковольтные подстанции

Электрическая сеть Азербайджана имеет сложную схему, состоящую из нескольких сот подстанций и линий электропередачи различных уровней напряжения, связанных между собой и действующих совместно. Условно электрическая сеть разделена на три части: системообразующая, питающая и распределительная сети.

Системообразующая сеть включают в себя подстанции и линии электропередачи напряжением 110, 220, 330 и 500 кВ, питающая сеть - 110 кВ, распределительная сеть - 0,4, 6, 10, 35 кВ.

В ведении ОАО "Азербэнержи" находятся межгосударственные линии электропередачи, системообразующая, питающая и распределительная сети.

Системообразующая сеть Азербайджанской энергосистемы включает в себя следующие подстанции и линии электропередачи:

- 500 киловольт - 2 подстанции, общей мощностью 2100 МВА;
- 330 киловольт - 7 подстанций, общей мощностью 3870 МВА;
- 220 киловольт - 10 подстанций, общей мощностью 3616 МВА;
- 110 киловольт - 140 подстанций, общей мощностью 6283 МВА;
- 35 киловольт - 379 подстанций, общей мощностью 2130 МВА.

● подстанции:

"Апшерон-500 кВ", "Самух-500 кВ", "Агджабеди-330", "Агдам-330", "Актафа-330 кВ", "Гянджа-330 кВ", "Имишлы-330 кВ", "Яшма-330 кВ", "Хачмаз-330 кВ", "Аллюминиевый завод-330 кВ", "Ахсу-220 кВ", "Габала-220 кВ", "Говсан-220", "Низами-220 кВ", "Масаллы-220 кВ", "Мушвиг-220 кВ", "Сангачал-220 кВ", "Санае Говшагы-220 кВ", "Хырдалан 220 кВ", "Сальян -220 кВ" и 140 подстанций 110 кВ.

Для улучшения энергообеспечения столицы в Баку в 2011 году была построена первая подземная 110 кВ подстанция "227" мощностью 2х63 МВА. Эта первая построенная подземная подстанция на всем Кавказе и среди республик Средней Азии.



● линии электропередачи:

500 кВ: "2 Апшеронская", "1 Самухская".

330 кВ: "1 Апшеронская", "3 Акстафинская", "4 Акстафинская", "3 Ширванская", "4 Ширванская", "3 Имишлинская", "3 Мингечаурская", "4 Мингечаурская", "5 Мингечаурская", "6 Мингечаурская", "3 Шамкирская", "Дербентская", "Агдамская", "8 Апшеронская", "Хачмазская", "1 Аллюминиевый завод", "2 Аллюминиевый завод", "2 Самухская", "3 Самухская", "Гардабанская", "2 Парсабадская".

220 кВ: "1 Ширванская", "2 Ширванская", "3 Апшеронская", "4 Апшеронская", "5 Апшеронская", "6 Апшеронская", "7 Апшеронская", "Ахсуинская", "Габалинская", "1 Говсанская", "2 Говсанская", "3 Масаллинская", "1 Мингечаурская", "2 Мингечаурская", "Мушвигская", "1 Низаминская", "2 Низаминская", "Санае Говшагы", "Сангачальская", "Яшминская", "Ширван-Имишлинская", "Ширван-Сальянская", "Сальяно-Масаллинская".

Более 200 линий электропередачи напряжением 110 кВ.

За счет кредита Азиатского банка развития и средств Азербайджана в настоящее время выполняются два проекта:

1. В 2010 году начато строительство 220 кВ двухцепной линии "Мингечаур-Апшерон-Хырдалан". Строительство выполняется фирмой «Alstom» и азербайджанской компанией «Azenco».
2. В 2011 году начато строительство двухцепной линии «Шимал-Говсан», «Шимал-Забрат», «Забрат-Промузел» и подстанции 220 кВ «Забрат».



Межгосударственные линии электропередачи

Наименование линий эл. передачи	Начало и конец линий электропередачи	Напряжение (кВ)	Длина до межгосударственной границы (км)	Пропускная способность (МВт)
Самух-Гардабани (Мухранис Вели)	п/ст. Самух - п/ст. Гардабани (Грузия)	500	162,3	700
Гардабани	п/ст. Акстафа - п/ст.Гардабани (Грузия)	330	43,6	340
Дербентская	п/ст. Хачмаз - п/ст. Дербент (Россия)	330	59,9	380
Ардабильская	п/ст. Имишли - п/ст. Ардабиль (Иран)	330	25,0	400
Парсабад	п/ст. Имишли - п/ст. Парсабад (Иран)	230	30,7	250
Астара	п/ст. Масаллы - п/ст. Астара (Иран)	220	66,4	250
Игдыр	п/ст. Бабек - п/ст. Игдыр (Турция)	154	94,0	160
Араз	п/ст.Араз - п/ст. Араз (Иран)	132	0,25	100
Джультфа	п/ст.Джультфа - п/ст.Джультфа (Иран)	132	4,6	100
Астара	п/ст. Астара - п/ст. Астара (Иран)	110	7,5	80
Билиджи	п/ст. Ялама - п/ст. Билиджи (Россия)	110	3,0	20

Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн. кВтч)	1851	1770	1990	1713	1372	1340	1620	1531	1295	1479	1903	2108
Потребление электроэнергии (млн. кВтч)	1816	1720	1818	1576	1315	1303	1601	1505	1265	1439	1869	2067

Суточный график в день годового максимума нагрузки (28.11.2011 года)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка, МВт	2424	2236	2155	2059	2129	2188	2433	2686	2874	2980	3060	3039
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка, МВт	2019	2979	2979	2984	3084	3398	3456	3437	3374	3284	3054	2742



Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы Азербайджана

(Прямой шрифт - данные Межгосударственного статистического комитета СНГ, курсив - данные энергосистемы)

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Производство ЭЭ, (млрд. кВт.ч)		18,8	18,6	21,3	21,7	22,8	23,8	21,4	21,2	18,6	18,4	20,0	
В т.ч.	ТЭС	17,5	16,6	18,8	19,0	19,8	21,3	19,0	19,0	16,3	15,0	17,3	
	ГЭС	1,3	2,0	2,5	2,8	3,0	2,5	2,4	2,2	2,3	3,4	2,7	
Потребление ЭЭ, (млрд. кВт.ч)		19,5	20,0	22,8	23,1	24,0	24,7	21,2	20,61	18,33	18,06	19,29	
Экспорт ЭЭ, (млрд. кВт.ч)		1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,79	0,8	0,38	0,46	0,8	
Импорт ЭЭ, (млрд. кВт.ч)		1,6	2,4	2,4	2,4	2,1	1,8	0,5	0,22	0,11	0,1	0,73	
Установленная мощность электростанций, (МВт)		5187	5646	5674	5684	5684	5630	5728	5798	6427	6297	6297	
В т.ч.	Тепловых	4254	4654	4654	4654	4654	4610	4703	4773	5402	5252	5252	
	В т.ч.	На жидком топливе и газе	4144	4144	4144	4144	4144	4050	4143	3451	4306	4156	4156
		ПГУ и ГТУ	110	510	510	510	510	560	560	1322	1096	1096	1096
	Гидравлических	933	992	1020	1030	1030	1020	1025	1025	1025	1045	1045	
Абсолютный максимум нагрузки, (МВт)		3712	3950	4327	4293	4216	4318	4392	3824	3722	3289	3456	
Частота при максимуме нагрузок, (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 СН эл. станций, (млрд. кВт.ч)		1,05	0,96	0,98	0,99	1,00	1,00	0,9	0,86	0,67	0,62	0,66	
Расход ЭЭ на произв. и хоз. нужды энергосистем, (млрд. кВт.ч)		0,050	0,024	0,015	0,016	0,018	0,018	0,016	0,011	0,020	0,018	0,015	
Расход ЭЭ на транспорт в сетях ОАО "Азербэнерго", (млрд. кВт.ч)		0,614	0,763	0,812	0,869	0,929	2,074	1,647	1,567	1,453	1,672	1,792	
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (%)		3,1	3,87	3,63	3,86	4,0	8,53	7,86	7,68	8,12	9,3	9,3	
Расход ЭЭ на транспорт в сетях по Азербайджанской Республике, (млрд. кВт.ч)		3,1	3,9	4,4	4,2	3,9	3,8	3,6	3,3	4,1	3,8	4,4	
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ, (г/кВт.ч)		413,2	409,4	386,2	385,9	378,8	367,8	352,8	345,9	327,9	317,6	313,5	
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ, (кг/Гкал)		216,4	190,6	195,1	191,9	191,8	191,9	184,5	204,9	198,9	259,5	260,3	
Расход топлива	Условного, т.у.т.	7102	6570,8	6996	6996	7085	7587	7557	6381	5204	4653	5307	
	Газа	млн. м ³	4122,1	3806	3659	4440	4283	5218	4516	5043	4411	4086	4538
		%	64,1	69	58,1	69,9	67,2	78,94	78,90	90,35	96,6	99,9	97,9
	Мазута	тыс. т	1874,4	1745	2159	1492	1706	1314	1015	451	129,3	1,3	81,32
%		35,9	35,1	41,3	30,1	32,8	23,6	21,10	9,65	3,4	0,1	2,1	
Полезный отпуск ЭЭ, (млрд. кВт.ч)		16,5	16,2	18,4	19,0	21,4	21,4	19,2	16,2	13,6	13,7	14,8	
В т.ч.	Промышленность и строительство	3,4	3,1	4,4	5,4	6,3	4,8	5,0	5,4	3,7	4,1	4,5	
	Транспорт	0,3	0,5	0,7	0,5	0,6	0,5	0,7	0,4	0,4	0,5	0,5	
	Сельское хозяйство	2,9	0,7	0,7	0,5	0,7	0,6	0,6	0,0	0,0	0,3	0,4	
	Коммунально-бытовой сектор	5,5	7,6	12,2	12,0	13,2	12,4	10,2	7,6	6,5	5,5	5,7	
	Прочие	4,4	4,4	4,3	0,6	0,6	3,1	2,7	2,7	3,0	3,3	3,7	
Себестоимость ЭЭ, (цент/кВт.ч)		1,4	2,0	2,3	2,3	2,3	2,5	2,7	3,0	3,0	3,3	3,9	
Себестоимость ТЭ, (\$/Гкал)		9,2	11,8	14,7	14,7	15,2	13,9		27,89	35,5	35,41	30,7	
Средний тариф на ЭЭ (цент/кВт.ч)		1,90	2,00	1,96	2,0	2,2	2,6	6,9	7,4	7,2	7,18	7,28	
В т.ч.	Промышленность	2,79	2,67	2,65	2,65	2,65	6,8	7,0	7,41	7,47	7,52	7,63	
	Население	2,06	1,96	1,96	1,96	1,96	6,8	7,0	7,41	7,47	7,52	7,63	
Ср. цена топлива	Условного, (\$/т.у.т.)	32,0	32,0	53,5	52,5	-	62,9		56,88	54,6	54,14	55,41	
	*Газ, (\$/тыс.м ³)	35,4	35,0	55,5	55,5	80,6	77,8	58,7	61,48	60,86	61,52	62,41	
	Мазут, (\$/т)	42,3	60,0	79,3	79,3	87,0	54,6	116,3	123,5	123,5	125,3	127,1	

*Цена 1000 м³ газа для ОАО "Азербэнерго"

Выбросы загрязняющих веществ

Год	Топливо газ/мазут (млн. м ³ /тыс.т)	Калорийность (ккал/м ³ , ккал/кг)	Зольность (%)	Содержание серы (%)	Выбросы загрязняющих атмосферу веществ (тонн/год)		
					Оксиды серы	Оксиды азота	Летучая зола
2001	4122,1	8120	0	0	13239,1	19669,7	482,5
	1874,5	9520	0,03	0,344			
2002	3806,3	8120	0	0	11358,0	18946,5	499,2
	1745,3	9520	0,03	0,324			
2003	3659,5	8120	0	0	13221,0	19217,7	684,1
	2157,0	9520	0,03	0,324			
2004	4440,5	8120	0	0	10161,6	18476,9	479,0
	1472,2	9520	0,03	0,324			
2005	4282,9	8120	0	0	11514,3	19626,5	519,1
	1706,2	9520	0,03	0,324			
2006	7780,2	8120	0	0	9394,5	22548,2	395,1
	1314,6	9520	0,03	0,324			
2007	4516,2	8120	0	0	6407,2	16472,8	278,98
	1015,4	9520	0,03	0,324			
2008	4954,0	8001	0	0	3365,4	13677,2	136,13
	451,8	9520	0,03	0,324			
2009	4411,0	8001	0	0	970,4	12457,7	32,2
	129,3	9520	0,03	0,324			
2010	4085,8	8000	0	0	69,3	7428,7	2,26
	1,3	9520	0,03	0,324			
2011	4391,9	8012	0	0	550,8	11235,4	23,8
	82,7	9620	0,03	0,344			

Законодательные и правовые акты в области энергетики, действующие в Азербайджанской Республике Законы Азербайджанской Республики

- "Об использовании энергетических ресурсов". 30.05.1996.
- "О недрах". 13.02.1998.
- "Об электроэнергетике". 03.04.1998.
- "О газоснабжении". 30.06.1998.
- "Об энергетике". 24.11.1998.
- "Об электрических и тепловых станциях". 06.04.2000.
- "О нефти и газе".
- "Об антимонопольной деятельности".
- "О защите иностранных инвестиций".
- "Об охране окружающей среды".

Рынок электрической энергии

Правовое регулирование отношений субъектов хозяйствования в электроэнергетике Азербайджанской Республики осуществляется на основе Закона "Об электроэнергетике" и других нормативных документов.

Государственные регулирующие органы

Специального органа власти, осуществляющего наблюдение за рынком и имеющего полномочия устанавливать правовые нормы, в настоящее время нет.

Соответствующие органы исполнительной власти (Кабинет Министров, Министерство экономического развития, Министерство промышленности и энергетики, Государственный Тарифный Совет) несут ответственность за:

- выдачу специального разрешения на выработку, передачу, распределение и продажу электрической энергии;

- заключение договоров, дающих право в пределах определенной территории на транспортировку и распределение электрической энергии;
- регулирование цен (тарифов) на электрическую энергию;
- монополизацию деятельности по выработке электрической энергии;
- выдачу специального разрешения на осуществление операций по экспорту и импорту электрической энергии;
- ведение государственного контроля за эффективным, безопасным и надежным производством, транспортировкой, распределением и потреблением энергии;
- определение общих правил и стандартов по выработке, передаче, продаже, распределению электрической энергии, а также по безопасному, надежному строительству электрических и тепловых установок, ведение контроля соблюдения указанных общих правил и стандартов.

Специальное разрешение на выработку, транспортировку и распределение энергии выдается юридическим и физическим лицам, независимо от формы собственности, в порядке, установленном законодательством, путем проведения тендера. В исключительных случаях специальное разрешение может быть выдано решением соответствующего органа исполнительной власти и без проведения тендера.

Разделение работы сети, генерации и поставки

Системы генерации, передачи и распределения электроэнергии, а также соответствующие функции являются составными частями ОАО "Азербэнеджи" и его деятельности. Исключения составляют малые ГЭС, объявленные открытыми для приватизации. Распределение электроэнергии на большей части территории Республики было передано в ведение ОАО "Азербэнеджи". В 2011 году распределение электроэнергии на территории Республики осуществляли компании: «Бакыэлектрикшебеке» и 7 распределительных структурных образований с ограниченной ответственностью, находящиеся в ведении ОАО "Азербэнеджи".

На территории Нахчыванской Автономной Республики распределение электроэнергии осуществляет Агентство по энергетике Нахчыванской АР.

Договоры на распределение энергии заключаются между соответствующим органом исполнительной власти и снабжающей (распределительной) компанией на определенный срок.

Лицо, получившее специальное разрешение на основе договоров на распределение энергии, имеет следующие права:

- обеспечивать потребителей электрической энергией в пределах участка (территории), предусмотренного договором;
- транспортировать электрическую энергию;
- осуществлять строительство и эксплуатацию всех установок, предусмотренных в специальном разрешении и требуемых для осуществления специальной деятельности.

Обязанности распределителя энергии распространяются в пределах участка (территории), отведенного для специально разрешенной деятельности:

- по требованию потребителей подключать их к энергетическим установкам участка (территории), предусмотренного договором, и снабжать их энергией на основе согласованных цен, тарифов и условий;
- в целях регулярного количественного и качественного удовлетворения потребности потребителей в энергии, подключенных к распределительной сети,

осуществлять все меры, направленные на выработку, получение и передачу электрической энергии;

- покупать, на основе правил, установленных соответствующим органом исполнительной власти, электрическую энергию, выработанную сверх собственных потребностей отраслями промышленности и потребителями.

Система ценообразования

Тарифы на электроэнергию рассматриваются Государственным Тарифным (ценовым) Советом Азербайджанской Республики и утверждаются Кабинетом Министров.

Имеются следующие тарифы на электрическую энергию:

- оптовая цена (тариф) на электрическую энергию;
- розничная цена (тариф) на электрическую энергию (продаваемую потребителям);
- импортно-экспортная цена (тариф) на электрическую энергию.

Тарифы на электрическую энергию устанавливаются исходя из полного покрытия расходов предприятий на выработку, транспортировку и распределение энергии с учетом обеспечения прибыльной работы предприятий и развития электроэнергетики в условиях естественного роста потребностей на энергию в стране.

Распределяющий орган должен регулярно представлять в соответствующий орган исполнительной власти отчет об установленных ценах и условиях.

Межгосударственная передача электроэнергии

Экспортно-импортные тарифы при пересечении национальных границ, а также тарифы на транзит электроэнергии устанавливаются на основе заключенных контрактов с последующим согласованием в вышестоящих органах. Данные тарифы могут быть предметом переговоров.

Импорт и экспорт электроэнергии не облагаются таможенными пошлинами.

Управление межгосударственными сделками осуществляется на основе двухсторонних межправительственных соглашений и заключенных контрактов.

Инвестиции в генерирующие мощности

Инвестиции в генерирующие мощности регулируются в рамках существующего законодательства и защищены положениями закона "О защите иностранных инвестиций".

В соответствии с законом "Об электрических и тепловых станциях" каждое юридическое или физическое лицо, не ограничивающее права третьего лица, обладает правом строительства, реконструкции и эксплуатации электрических станций.

Инфраструктура передачи электроэнергии

Решения о строительстве новых объектов передающей сети принимаются ОАО "Азерэнерджи" и утверждаются Кабинетом Министров.

Центральное диспетчерское управление ОАО "Азерэнерджи" составляет баланс мощности электроэнергии. Регулирование баланса мощности осуществляется с учетом параллельной работы с энергосистемами Российской Федерации и Ирана.

Центральная диспетчерская служба обеспечивает разработку режима работы электростанций и электросетей высокого напряжения, оперативно подчиненных государственному предприятию электроэнергетики, а также остановку оборудования в ремонт и координацию параллельной работы с электроэнергетическими предприятиями других государств. Местная диспетчерская служба отвечает за безопасную, надежную и эффективную работу электрической сети, находящейся на управляемой ей территории.

Деятельность центральной и местной диспетчерской службы регулируется соответствующими инструкциями.

Регулирование торговли и поставок электроэнергии.

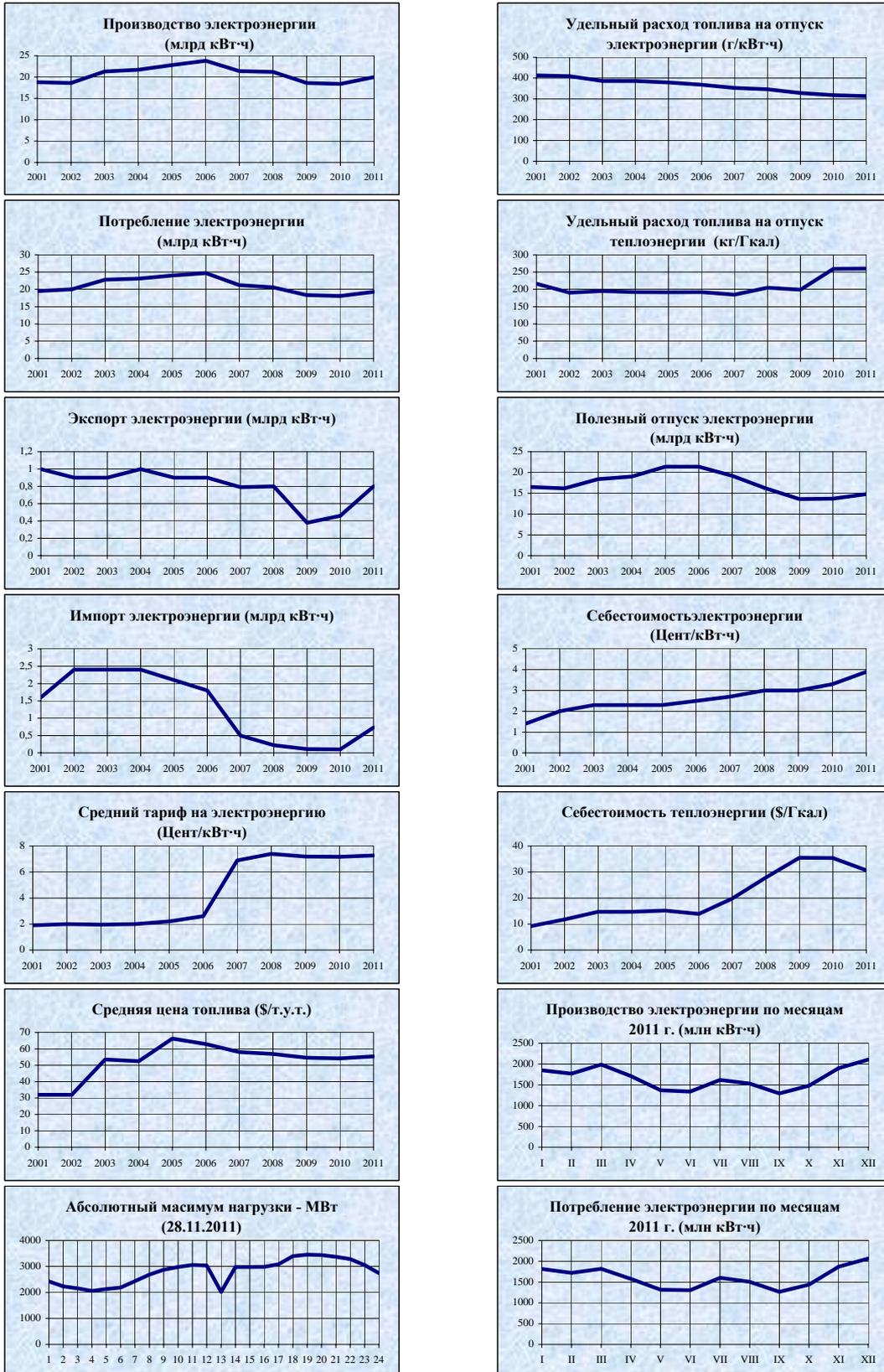
В 2011 году распределение электроэнергии на территории Республики осуществляли компании: «Бакыэлектрикшебеке» и 7 распределительных структурных образований с ограниченной ответственностью, находящиеся в ведении ОАО "Азерэнержи".

Бирж электроэнергии и других торговых площадок в настоящее время нет.

Структурная схема управления энергетической отраслью Азербайджанской Республики



Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы Азербайджанской Республики



Электроэнергетика Республики Армения

Армения в последние 13 лет имеет значительный избыток электроэнергии, даже в засушливые годы.

В апреле 2010 года в ЗАО "Ереванской ТЭС" был сдан в эксплуатацию новый энергоблок работающий с комбинированным парогазовым циклом установленной мощностью 242 МВт.

В конце 2011 года на "Разданской ТЭС" был сдан в эксплуатацию энергоблок работающий с комбинированным парогазовым циклом установленной мощностью 467 МВт.

Ведутся организационно-подготовительные работы по реализации проектов строительства новых линий электропередачи напряжением 400 кВ в Иран (двухцепная ЛЭП) и в Грузию.

Общая характеристика электроэнергетической отрасли

Годы	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Количество работающих (тыс. чел)	17,9	17,5	14,4	13,4	12,9	12,8	12,6	12,5	13,2	13,3	
Ежегодные капиталовложения (млн \$ США)	15,3	14,5	16,1	21,55	18,65	24,29	21,3	131,4	129,14	841,4	68,46
В т.ч. иностранные инвестиции	0	0	0	0	0	0	0	0	0	455,8	0
Общее количество компаний-производителей электроэнергии	30	31	32	39	41	46	55	74	90	117	128
Количество операторов передающей системы	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Количество распределительных компаний	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Количество потребителей (тыс. абон)		728,6	735,8	989,1	903,3	921,9	940,8	970,3	1027,8	1044,8	1088,4
В т.ч. квалифицированных			37,25	72,4	62,3	65,1	68,9	89,9	93,2	98,4	103,9



Крупнейшие электростанции

№	Электростанция	Мощность турбогенераторов (МВт)	Количество турбогенераторов	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции				
1	Разданская ТЭС	50/100/200/210	2/2/3/1	1110
2	Ереванская ТЭС	50/150/220	5/2/1	770
3	Ванадзорская ТЭС	12/25/47	2/1/1	96
Атомная электростанция				
1	Армянская АЭС	220(204)	2	408
Гидравлические электростанции				
1	Аргелская ГЭС	56	4	224
2	Шамбская ГЭС	85,5	2	171
3	Татевская ГЭС	52,4	3	158
4	Канакерская ГЭС	12,5/26	4/2	102
5	Разданская ГЭС	41	2	82
6	Спандарянская ГЭС	38	2	76
7	Арзнинская ГЭС	23,5	3	70
8	Ереванская ГЭС	22	2	44
9	Севанская ГЭС	17	2	34
10	Малые ГЭС			181*

* Дзора ГЭС в 2011 году стала малой ГЭС

Системообразующая сеть

Армения располагала в прошлом единственной ВЛ 330 кВ, соединявшей Разданскую ГЭС с ПС «Актафа» (Азербайджан). В настоящее время данная линия электропередачи не эксплуатируется, хотя по технической части со стороны Республики Армения она готова к эксплуатации. Не действуют также ВЛ 220 кВ и две ВЛ 110 кВ, связывавшие Армению с Нахичеваном (Азербайджан).

Сеть линий электропередачи напряжением 220 кВ охватывает практически всю страну и имеет протяженность более 1400 км. Данные ВЛ в основном одноцепные и только линии, соединяющие Армянскую АЭС с подстанцией «Ашнак» и Разданскую ТЭС с Разданской ГЭС, сконструированы как двухцепные. Число подстанций сети – 15.

ЛЭП Армении

От подстанции	До подстанции	Напряжение, кВ	Максимальный ток, А	Длина, км
ПП Агарак	ПС Шинуайр	220	1118	80,2
ПП Агарак	ПС Шинуайр	220	1118	79,75
ПС Алаверди 2	граница Грузии	220	916	19,62
ПС Алаверди	ПС Ванадзор-2	220	916	49,45
ПС Арарат 2	Армянская АЭС	220	966	85,6
ПС Арарат 2	ПС Ехегнадзор	220	966	65,8
ПС Арарат 2	ПС Ахтанак	220	966	65,1
ПС Ахтанак	ПС Шаумян -2	220	960	35,0
Армянская АЭС	ПС Ашнак	220	966	38,6
Армянская АЭС	ПС Ашнак	220	966	38,6
Армянская АЭС	ПС Мараш	220	966	58,5
Армянская АЭС	ПС Шаумян-2	220	1000	32,6
ПС Ашнак	ПС Гюмри-2	220	966	54,8
Разданская ГЭС	ПС Шаумян	220	1000	53,2
Разданская ГЭС	Разданская ТЭС	220	916	11,7
Разданская ГЭС	Разданская ТЭС	220	916	11,7
ПС Ехегнадзор	ПС Личк	220	600	46,6
ПС Ехегнадзор	Шамбская ГЭС	220	966	89,66

ПС Ехегнадзор	Спандарянская ГЭС	220	916	70,9
Разданская ТЭС	ПС Камо	220	600	46,8
Разданская ТЭС	ПС Мараш	220	966	62,5
Разданская ТЭС	ПС Ванадзор-2	220	916	49,9
Разданская ТЭС	ПС Ванадзор-2	220	916	43,3
Разданская ТЭС	ПС Зовуни	220	966	56,3
ПС Камо	ПС Личк	220	600	25,4
ПС Гюмри-2	ПС Ванадзор-2	220	966	79,0
ПС Шаумян	ПС Зовуни	220	966	19,64
ПС Шинуайр	Шамбская ГЭС	220	966	21,6
ПС Шинуайр	Спандарянская ГЭС	220	916	41,7
ПП Агарак	граница Ирана	220	1086	3,7
ПП Агарак	граница Ирана	220	1086	3,7
Всего протяженность ВЛ 220 кВ				1440,92

Поставка электроэнергии внутренним потребителям страны осуществляется хорошо развитой электросетью с ВЛ 110 кВ, имеющей 119 подстанций при общей длине этих линий около 3170 км.

Межсистемные ЛЭП

Страна	Наименование подстанций	Напряжение (кВ)	Длина (км)	Пропускная способность (МВА)
Грузия	Алаверди - Тбилисская ГРЭС	220	63,4	245
	Алаверди 2 - Садахло	110	26,88	80
	Ашоцк - Ниоцминда	110	35,8	80
Наг. Карабах	Шинуайр - Кашатах	110	33,9	30
Иран	Шинуайр - Агарак - Агар	220	189,2	250
	Шинуайр - Агарак - Сунгун	220	166,92	250
Турция	Гюмри - 2 - граница Турции	220	9,5	200

Экспорт/импорт электроэнергии

Коммерческая деятельность энергосистемы Армении ограничивается в целом операциями купли-продажи электроэнергии, реализуемыми по возобновляемым договорам с энергосистемами Грузии, Нагорного Карабаха и Ирана. При этом, если с первой и второй энергосистемой осуществляются операции по купле-продаже электроэнергии, то с Ираном ведутся нетто-обмены в варианте "экспорт электроэнергии летом - импорт того же количества зимой".

Строительство и реконструкция электростанций

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		6,0	3,0	3,0	1,0	4,4	11,4	10,3	13,1	13,5	268,1	492,5
В т.ч.	На ТЭС										242	467
	В т.ч. ПГУ и ГТУ										242	467
	На ГЭС	6,0	3,0	3,0	1,0	4,4	8,8	10,3	13,1	13,5	26,1	25,5
	На АЭС											
	На ВЭС						2,6					
Затраты на ввод мощностей (млн \$ США)		6,0	3,0	3,0	1,0	4,4	11,4	10,3	13,6	15,03	292,18	486,5
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)												455,8
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)				25,0								
В т.ч.	На ТЭС											
	На ГЭС			25,0								
	На АЭС											
Затраты на реконструкцию мощностей (млн \$ США)		9,8	5,4	20,6								
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)		9,5	5,33	20,0								

Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн кВт·ч)	653,7	588,8	603,7	584,9	652,4	637,4	662,4	636,4	486,5	461,8	654,8	809,8
Потребление электроэнергии (млн кВт·ч)	460,4	418,1	407,8	358,6	344,2	358,2	403,2	396,8	355,0	384,5	473,1	509,8

Суточный график в день годового максимума нагрузки (31.12.2011)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	912	781	703	638	600	598	617	669	768	887	942	961
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	968	960	960	971	1033	1179	1251	1218	1201	1172	1147	1065

Выбросы загрязняющих веществ

Год	Топливо	Калорийность (ккал/кг)	Зольность (%)	Содержание серы (%)	Выбросы загрязняющих атмосферу веществ (тонн)		
					Оксиды серы	Оксиды азота	Летучая зола
Отчетные данные							
2001					36	3792	
2002					0	1975	
2003					157	1994	3
2004					0	1948	0
2005					0	1100	
2006					0	879,6	
2007					0	879,6	
2008					0	985	
2009					0	788	
2010					0	395	
2011						481	



Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы Армении

(Прямой шрифт - данные Межгосударственного статистического комитета СНГ, курсив - данные энергосистемы)

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		5,7	5,5	5,5	6,0	6,3	5,9	5,9	6,1	5,6	6,4	7,4	
В т.ч.	ТЭС	2,8	1,6	1,5	1,6	1,8	1,5	1,8	1,8	1,1	1,4	2,4	
	ГЭС	1,0	1,7	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	2,0	2,5	2,5	
	АЭС	2,0	2,3	2,0	2,4	2,7	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Другие							0,003	0,003	0,024	0,0325	0,0369	0,03	
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		5,4	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,5	5,7	5,3	6,1	7,1	
Отпущено ЭЭ за пределы страны (млрд кВт·ч)		0,7	0,7	0,6	0,9	1,0	0,8	0,5	0,5	0,5	1,2	1,5	
Получено ЭЭ из-за пределов страны (млрд кВт·ч)		0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	
Установленная мощность (МВт)		3196	3199	3202	3203	3207	3218	3228	3241	3254	3522	4014	
В т.ч.	Тепловых	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1998	2465	
	В т.ч.	На твердом топливе	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		На жидком топливе	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		На газе	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1998	2465
		ПГУ и ГТУ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Гидравлических	1032	1035	1038	1039	1043	1051	1061	1074	1087	1113	1138	
	Ветровых						2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
Атомных	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408		
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		1070	1252	1012	1177	1170	1231	1180	1204	1062	1153	1251	
Частота максимум нагрузки (Гц)		50,00	50,00	50,0	50,08	50,08	50,08	50,03	50,2	50,08	50,02	50,03	
Расход ЭЭ на СН эл. станций и произв. нужды энергосистем (млрд кВт·ч)		0,391	0,332	0,307	0,348	0,405	0,374	0,365	0,378	0,330	0,308	0,330	
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд кВт·ч)		1,5	1,4	1,2	1,0	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		372	374,5	375,4	380,2	390,7	397,6	382,0	378,4	384,1	304,0	285	
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		180	167,7	169	169,9	172,1	175,9	179,6	181	181	177,4	154,3	
Расход условного топлива* (тыс. т.у.т.)	Всего	1037	598	576	509	729	598	700,9	700,9	434,7	427,6	638,9	
	Газ	1034	598	566	509	729	598	700,9	700,9	434,7	427,6	638,9	
	Мазут	2,5	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	
Доля расхода топлива	Газ (%)	99,8	100	98,2	100	100	100	100	100	100	100	100	
	Мазут (%)	0,2	0	1,8	0	0	0	0	0	0	0	0	
Полезный отпуск ЭЭ (млрд кВт·ч)		3,9	3,8	4,0	4,3	4,7	4,3	4,6	4,7	4,3	4,5	4,8	
В т.ч.	Промышленность	1,1	1,1	1,1	1,3	1,4	1,0	1,2	1,2	1,0	1,1	1,1	
	Транспорт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
	Сельское хозяйство	0,4	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	
	Комбыт	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,7	1,9	
	Прочие	0,8	0,8	0,9	1,0	1,3	1,2	1,4	1,4	1,4	1,4	1,6	
Себестоимость ЭЭ (Цент/кВт·ч)		1,93	-	3,65	-	3,34	3,62	4,48	4,99	5,25	5,13	5,02	
Себестоимость ТЭ (\$/Гкал)		15,19	-	19,72	-	-	14,42	17,54	20,38	23,81	32,12	-	
Средний тариф на ЭЭ (Цент/кВт·ч)		3,87	3,76	3,78	3,92	4,53	4,95	6,0	6,81	6,75	6,92	6,94	
В т.ч.	Промышленность	3,16	3,10	3,44	3,23	3,75	4,09	5,57	5,57	5,73	5,88	5,79	
	Население	4,47	4,356	4,35	4,64	5,39	5,89	7,89	7,89	7,57	7,77	7,76	
Средняя цена топлива (\$/т.у.т.)		63,6	63,6	63,6	63,6	79,43	123,8	159,9	168,8	189,4	231,43	249,85	
В т.ч.	Газ	63,6	63,6	63,6	63,6	79,43	123,8	159,9	168,8	189,4	231,43	249,85	
	Мазут	113,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Среднегодовой курс доллара за 2011 год – 372,05 драм/доллар. В 2011г. не было продажи тепловой энергии потребителям.

Электроэнергетический рынок

В Республике Армения рыночные отношения на энергетическом рынке регламентируются законом "Об энергетике". Закон регулирует взаимоотношения государственных органов Республики Армения и хозяйствующих субъектов в области электроэнергетики, включая ценообразование на электрическую энергию, лицензирование в области электроэнергетики и отношения между поставщиком и потребителями энергии.

Субъектами электроэнергетического рынка являются:

- генерирующие предприятия (ЗАО "Армянская АЭС", ЗАО "Разданская ТЭС", ЗАО "Ереванская ТЭС", ЗАО "МЭК", ЗАО "Воротанская система ТЭС", а также малые ТЭС);

- ЗАО "Высоковольтная электрическая сеть";

- ЗАО "Оператор электроэнергетической системы";

- ЗАО "Расчетный центр";

- ЗАО "Армянские электрические сети".

Открытие рынка

В настоящее время экономические отношения между субъектами хозяйствования в электроэнергетике Республики строятся по схеме "единственный покупатель-продавец", роль которого выполняет ЗАО "Армянские электрические сети". Действует система прямых договоров купли-продажи между генерирующими компаниями и распределительной компанией.

Государственные регулирующие органы

Государственная политика в области электроэнергетики осуществляется Правительством Республики Армения, в лице Министерства энергетики и природных ресурсов и Комиссией по регулированию общественных услуг.

Регулирование области энергетики - это часть государственной политики, целью которой является сбалансирование интересов потребителей и лицензиатов, создание равных условий для деятельности лицензиатов и содействие формированию и развитию конкурентного рынка путем установления правил функционирования рынков электрической и тепловой энергии и природного газа, регулируемых тарифов и лицензионных условий.

Регулирование в области энергетики Республики Армения осуществляет комиссия, которая действует на основании полномочий, предоставленных ей законом и которая самостоятельна в пределах этих полномочий.

Правовые акты комиссии могут быть обжалованы в судебном порядке. Величины установленных комиссией тарифов в судебном порядке обжалованию и изменению не подлежат.

Разделение работы сети, генерации и поставки

В Республике разделены сферы генерации, передачи и распределения электроэнергии, действуют Акционерные общества закрытого типа, производители электроэнергии, передающая компания и распределительная компания. Для предоставления услуг на оптовом Рынке действуют компании Оператор электроэнергетической системы, Расчетный центр, Единый покупатель/продавец. (Единым покупателем и продавцом является ЗАО "Армянские электрические сети").

Электрораспределительная компания ЗАО "Армянские электрические сети", большинство генерирующих компаний частные.

Межгосударственная передача электроэнергии

Владеющее лицензией на импорт электрической энергии (мощности) лицо имеет право импортировать и продавать электрическую энергию (мощность), в соответствии с правилами рынка, условиями лицензии и договорами.

Владеющему лицензией на экспорт электрической энергии (мощности) лицу предоставляется право экспорта в соответствии с правилами рынка и условиями лицензии, закупленной им у лиц, имеющих лицензию на производство электрической энергии (мощности), и (или) произведенной им самой электрической энергии (мощности). Лицензия на экспорт электрической энергии (мощности) выдается только в случае насыщенности внутреннего рынка, когда экспорт электроэнергии не противоречит интересам потребителей внутреннего рынка.

Цены на экспорт электрической энергии (мощности) не регулируются.

Инвестиции в генерирующие мощности

Владеющему лицензией на деятельность по сооружению или восстановлению генерирующих мощностей лицу предоставляется право на сооружение генерирующих электрических и (или) тепловых (включая комбинированное производство электрической и тепловой энергии) станций, согласно условиям лицензии.

Комиссией лицензии выдаются, принимая за основу программы дальнейшего развития энергетики Республики Армения, необходимость эффективного использования местных ресурсов и защищенность интересов потребителей внутреннего рынка.

Процедура выдачи лицензии на строительство генерирующих мощностей установлена комиссией и закреплена в принятом ею юридическом акте.

Защита инвестиций в новые генерирующие мощности обеспечивается соответствующими законами, лицензией, выданной на производство и продажу электроэнергии, а также являющейся частью лицензии тарифной методологией.

Инфраструктура передачи электроэнергии

Для строительства новых объектов передающей сети, решение, после получения согласия на объем инвестиций, принимает Электротранспортная Компания.

Владеющему лицензией на передачу электрической энергии лицу предоставляется право на осуществление услуг по передаче электрической энергии (мощности) по территории Республики Армения и транзита электрической энергии (мощности) в третьи страны по территории Республики Армения. Владеющее лицензией на передачу электрической энергии лицо обязано осуществлять свою деятельность в соответствии с правилами рынка и договорами.

Взаимоотношения между владеющими лицензией на передачу электрической энергии (мощности) лицами, оператором системы и участниками рынка регулируются правилами рынка и договорами.

Владеющему лицензией оператора электроэнергетической системы лицу предоставляются исключительные права:

- на оперативное-технологическое и экономическое диспетчирование электроэнергетической системы;
- на системное планирование и координирование функций (производства, импорта, экспорта и транзита) электроэнергетической системы согласно заключенным договорам;
- на расчет уставок защитных устройств и управления системного значения электроэнергетической системы, на их представление лицензиатам и на контроль за их

работой в соответствии с условиями лицензии и правилами рынка;

- на обеспечение параллельной работы электроэнергетической системы Республики Армения с региональными электроэнергетическими системами.

Оператор электроэнергетической системы, принимая за основу требования правил технического регламента и сотрудничая с лицами, имеющими лицензию на деятельность, разрабатывает показатели безопасности и надежности системы, которые утверждаются комиссией и уполномоченным Правительством Республики Армения органом.

Оператор электроэнергетической системы, в процессах планирования, координирования и диспетчирования обеспечивает показатели безопасности и надежности системы, закрепленные в правилах энергетического рынка.



Армянская АЭС



Разданская ТЭС

Структурная схема управления энергетикой Республики Армения



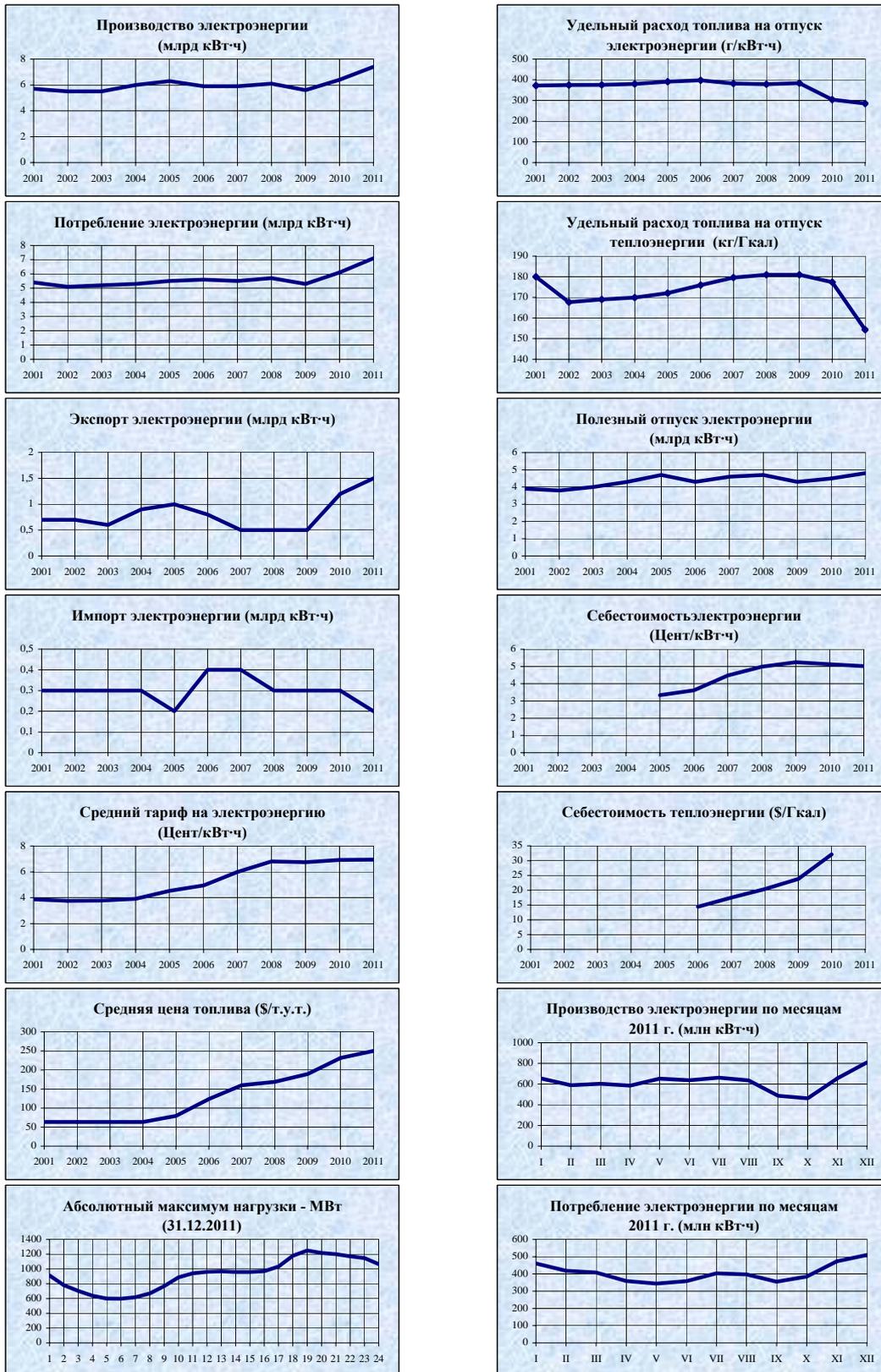
ОЭЭС - ЗАО "Оператор электроэнергетической системы"

МГЭС - Малые ГЭС

РЦ - ЗАО "Расчетный центр"

ВВЭС - ЗАО "Высоковольтная электрическая сеть"

Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы Республики Армения



Электроэнергетика Республики Беларусь

Электроэнергетика Беларуси представляет собой постоянно развивающийся, высокотехнологичный комплекс, с единым централизованным оперативно-диспетчерским управлением, состоящий из областных энергосистем, объединенных в энергетическую систему республики, а также иных организаций, осуществляющих строительство, монтаж, ремонт, наладку и реконструкцию объектов электроэнергетики, научно-исследовательские, опытно-конструкторские, технологические работы, проектирование и строительство новых объектов электроэнергетики.

Управляет этим комплексом Министерство энергетики Республики Беларусь и подчиненное ему Государственное производственное объединение электроэнергетики (ГПО) "Белэнерго". В состав ГПО «Белэнерго» входят шесть областных республиканских унитарных предприятий электроэнергетики РУП-облэнерго, РУП «ОДУ», а также организации строительного-монтажного комплекса, ремонтно-наладочные, учреждения образования. Научно-исследовательские и проектные организации подчиняются Минэнерго. Областные РУП сформированы по территориальному принципу и являются вертикально интегрированными компаниями, в состав которых входят на правах структурных подразделений электростанции, электрические и тепловые сети.

На конец 2011 года производственный потенциал энергосистемы Республики Беларусь представлен:

- электростанциями общей установленной мощностью 8363 МВт, из которых 7895 МВт установлено на электростанциях ГПО «Белэнерго», в том числе: 7885 МВт – на 38 тепловых электростанциях, работающих на природном газе, мазуте и местных видах топлива;

- высокой долей комбинированного производства электрической и тепловой энергии (38,7%);

- развитой системообразующей сетью напряжением 750-330-220 кВ, линии электропередачи которой, имеют протяженность около 7 086 км;

- системой релейной защиты и противоаварийной автоматики, позволяющей обеспечивать устойчивость работы в аварийных и послеаварийных режимах;

- единой, вертикально организованной системой оперативного диспетчерского управления: РУП «Объединенное диспетчерское управление» (далее РУП «ОДУ») – центральные диспетчерские службы областных энергосистем – диспетчерские службы филиалов электрических сетей – диспетчерские службы районов электрических сетей.

Проведение организационно-технических энергосберегающих мероприятий на всех стадиях производства, транспортировки и потребления энергоносителей, а также принятие Правительством жестких мер по реализации энергосберегающей политики позволили обеспечить прирост ВВП практически без суммарного прироста потребления топливно-энергетических ресурсов, а также сдержать темпы роста электропотребления, которое за последние пять лет возросло на 3,9% и составило в 2011 году 37,6 млрд.кВтч.

В структуре потребления электроэнергии 2011 года промышленность составляет 57,5%, сельское хозяйство – 5,4%, население – 21,9%, транспорт – 2,5% остальные потребители – 12,7%.

Основную долю в производстве электроэнергии в республике составляют ТЭС, работающие на природном газе. Доли КЭС и ТЭЦ примерно одинаковы. В республике эксплуатируется 41 ГЭС суммарной мощностью 14,7 МВт, что составляет около 3 процентов от технически доступного потенциала.

Около 60 процентов мощности всех ГЭС приходится на долю 22 ГЭС, находящихся в хозяйственном ведении республиканских унитарных предприятий электроэнергетики государственного производственного объединения электроэнергетики "Белэнерго" (далее ГПО "Белэнерго") суммарной мощностью 9,4 МВт. Мощность самой крупной ГЭС составляет 2,175 МВт (Осиповичская ГЭС, ввод в эксплуатацию – 1953 год).

В структуре потребления топлива белорусской энергосистемы в 2011 году природный газ составил 97,2%, мазут – 0,8%, другие виды топлива – 2,0%. Достигнутая структура топливного баланса благоприятна для обеспечения высоких технико-экономических и экологических показателей производства тепловой и электрической энергии, однако не обеспечивает необходимый уровень энергетической безопасности.

Установленной мощности электростанций Беларуси достаточно для полного обеспечения своей потребности в электроэнергии. Однако Беларусь ежегодно импортирует от 2,5 до 8,5 млрд. кВтч электроэнергии. Импорт электроэнергии осуществляется для обеспечения энергетической безопасности страны путем диверсификации поставок энергоресурсов в республику исходя из экономической целесообразности за счет загрузки наиболее эффективных мощностей электростанций республики, а также для проведения ремонтной кампании в белорусской энергосистеме. В 2011 году республика импортировала 5,73 млрд. кВтч электроэнергии (15,3% от общего потребления), в том числе из России – 3,17 млрд. кВтч, из Украины – 2,56 млрд. кВтч.

Экспорт осуществлялся в Литву и в незначительных объемах в Латвию для реализации нормативного аварийного резерва мощности (НАРМ), поддерживаемого для использования в аварийных ситуациях и в 2011 году составил 0,151 млрд. кВтч.

Уровень износа основных фондов ГПО "Белэнерго" сократился с 60,7 процента на 1 января 2005 г. до 48 процентов на 1 января 2011 г. при нормальном уровне износа энергетического оборудования в целом по ТЭК 45 процентов согласно индикатору энергетической безопасности, определенного Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь.

В то же время не удалось за 2006-2010 годы обеспечить снижение энергоёмкости валового внутреннего продукта в размере 31 процент при запланированном росте производства ВВП на этот период 140-147 процентов. Этот показатель составил 25,3 процента при росте ВВП 141,9 процента.

Программой социально-экономического развития Республики Беларусь на 2011-2015 годы предусматривается увеличение производства ВВП до 162-168% и снижение его энергоёмкости в 2015 году на 50% к уровню 2005 года, или на 29-32 процента за 2011-2015 годы. Прогнозируется, что потребление электроэнергии к 2015 году достигнет уровня 39,4 млрд. кВтч.

Развитие электроэнергетики Беларуси осуществляется в соответствии с Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь и Стратегией развития энергетического потенциала Республики Беларусь, направленных на решение задач обеспечения растущих потребностей республики в электрической энергии, а также преодоление имеющихся объективных недостатков энергосистемы (высокий удельный вес газа в топливном балансе, наличие доминирующего поставщика топлива). Реализации указанных документов осуществляется в рамках, разрабатываемых на пятилетний период Государственных программ развития белорусской энергосистемы.

В 2006-2010 годы в результате реализации Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года введено в эксплуатацию 750 МВт высокоэффективных генерирующих мощностей, в том числе парогазовый энергоблок

мощностью 230 МВт на Минской ТЭЦ-3.

Для обеспечения выдачи мощности вновь вводимых энергоисточников и повышения надежности энергоснабжения потребителей в 2006-2010 годы выполнены необходимые объемы работ по строительству и реконструкции электрических сетей суммарной протяженностью 14 840 км, в том числе семь линий электропередачи напряжением 330 кВ общей протяженностью 329,7 км. Построено и реконструировано девять электроподстанций напряжением 330 кВ. Введена в эксплуатацию автоматизированная система контроля и учета электрической энергии, по межгосударственным, межсистемным перетокам и генерации, обеспечивающая контроль за перетоками электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи, включая сбор, обработку и передачу информации.

Реализация программы позволила в 2006-2010 годы сэкономить в энергосистеме около 1,6 млн. т.у.т., заместить порядка 760 тыс. т.у.т. импортируемого топлива, снизить износ основных производственных фондов в целом по энергосистеме с 60,7 процента на 1 января 2005 г. до 48 процентов на 1 января 2011 г.

Основной задачей Государственной программы развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года является значительное повышение эффективности и надежности работы Белорусской энергетической системы за счет сбалансированной модернизации и развития генерирующих источников с применением передовых технологий и выводом из эксплуатации неэкономичного оборудования, снижения затрат на производство и транспортировку тепловой и электрической энергии в целях оптимизации тарифов для реального сектора экономики и населения.

В настоящее время в соответствии с указанной программой осуществляется строительство энергоблоков по 400 МВт на Березовской и Лукомльской ГРЭС с выводом из эксплуатации (консервацией) неэффективного оборудования данных станций. Программой предусматривается модернизация с повышением эффективности Гродненской ТЭЦ-2, Минской ТЭЦ-3, Минской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2, Могилевской ТЭЦ-1 и ряда других, установка генерирующего оборудования на котельных в г. Борисове и г. Могилеве. Ввод в эксплуатацию указанных мощностей позволит снизить к 2016 году удельный расход топлива на производство электроэнергии в целом по энергосистеме на 25-30 г.у.т./кВтч (на 10 %).



Березовская ГРЭС



Лукомльская ГРЭС

В целях диверсификации топливно-энергетического баланса энергосистемы будут продолжены работы по сооружению в республике атомной электростанции мощностью 2340 МВт, ввод в эксплуатацию которой планируется в период до 2020 года.

С учетом экономической целесообразности предусматривается развитие источников на местных и возобновляемых видах топлива. В соответствии с программой будет обеспечено строительство Гродненской ГЭС мощностью 17 МВт и Полоцкой ГЭС-21 МВт, а также выполнение работ по строительству еще двух ГЭС суммарной мощностью 60 МВт, ввод которых планируется в 2016 году. Также в период 2011-2016 годы предусматривается строительство 160 энергоисточников на местных видах топлива общей электрической

мощностью 32,6 МВт, ветроэлектростанций мощностью до 300 МВт, гелиоэнергетических установок, биогазовых комплексов, установок, использующих энергию твердых бытовых отходов.

Ввод указанных энергоисточников обеспечит покрытие ожидаемого спроса на электроэнергию в объеме 39,4 млрд. кВт.ч в 2015 году и до 41,8 млрд. кВт.ч в 2020 году за счет выработки на собственных генерирующих источниках, что не исключает возможность импорта электроэнергии при условии его экономической целесообразности, создаст предпосылки для экспорта электроэнергии, позволит снизить использование природного газа в энергосистеме на 1,26 млрд. куб. метров за период 2011-2015 годы, а с вводом АЭС замещать ежегодно около 7 млрд. куб.м. природного газа.

Основными направлениями технического перевооружения и развития системообразующей сети являются:

- развитие сети 330 кВ в западной части Республики Беларусь;
- строительство новых ВЛ и подстанций с учетом сроков их модернизации и обеспечения надежности электроснабжения городов областного значения, а также выдачи мощности Белорусской АЭС.
- вывод из эксплуатации ВЛ и подстанций напряжением 220 кВ, отработавших свой эксплуатационный ресурс с замещением их нагрузки на расширяемых и реконструируемых подстанций ПС 110 и 330 кВ.

Реконструкция и строительство системообразующих и распределительных сетей предусматривается с применением современных технологий и оборудования, оснащением интеллектуальными системами противоаварийной и режимной автоматики. В целях ликвидации безучетного использования потребителями электрической энергии планируется внедрение комплексной, автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Реализация этих мероприятий будет способствовать ежегодному снижению коммерческих и технологических потерь при передаче и распределении электрической и тепловой энергии.

В 2011 году в результате реализации программы введены в эксплуатацию два парогазовых энергоблока мощностью по 32,5 МВт на Минской ТЭЦ-2 (реконструкция станции), турбина 40 МВт на Витебской ТЭЦ (замена турбины 35 МВт), мини-ТЭЦ в г. Речица мощностью 4,2 МВт, использующий местные виды топлива, и ветроэнергетическая установка единичной мощностью 1,5 МВт в Гродненской области (новое строительство).



Минская ТЭЦ-2

Дальнейшее развитие теплоснабжения в республике направлено на повышение его эффективности и надежности. Основное внимание будет уделено таким направлениям развития тепловых сетей как строительство тепловых сетей при подземной прокладке с использованием предварительно изолированных труб, при надземной – с использованием высокоэффективной теплоизоляции, оснащение зданий индивидуальными тепловыми пунктами по независимой схеме, оборудованными средствами автоматического регулирования и учета потребления тепловой энергии, развитию существующих и проектированию новых автоматизированных систем управления технологическими процессами тепловых сетей. Реализация указанных направлений будет способствовать ежегодному снижению коммерческих и тепловых потерь при передаче и распределении электрической и тепловой энергии.

Удобное местоположение Республики Беларусь – между электрическими сетями России, Украины, стран Балтии и Польши – позволяет рассчитывать на осуществление проектов по транзиту электроэнергии.

Существующая инфраструктура межгосударственных электрических связей Беларусь – Польша ограничена, и ее развитие в среднесрочный период позволит осуществлять в Польшу транспорт электроэнергии в объемах, не превышающих 130 МВт.

В своем подходе к реализации транзитного потенциала Республика Беларусь в своих действиях исходит из положений и принципов Европейской Энергетической Хартии, конечной целью которой является создание общего недискриминационного рынка электроэнергии на евразийском континенте. Организация транзита не является прерогативой одной страны, поэтому Беларусь вместе с другими странами и, в первую очередь, со своими соседями – Россией, Литвой, Польшей, Украиной и другими странами участвовала в крупных международных проектах по организации параллельной работы с энергосистемами стран Западной Европы.

Идея создания единого рынка электроэнергии с европейскими странами может быть реализована также путем использования асинхронных электрических связей. С учетом этого белорусской стороной рассматриваются проекты усиления электрических связей с Польшей на базе вставок постоянного тока.

Внешнеэкономическая деятельность в сфере электроэнергетики Беларуси направлена, прежде всего, на интеграцию со странами ЕЭП, ЕврАзЭС и СНГ.

Преимущества объединения заключаются в экономических и технологических выгодах, зависящих от степени межгосударственной интеграции энергообъединений.

Эти преимущества Республика Беларусь видит в:

- улучшении экономических показателей энергосистемы за счет импорта, экспорта, транзита электроэнергии;
- повышении надежности работы энергосистемы за счет взаимопомощи при авариях, проведении ремонтов, освоении нового оборудования, резком увеличении потребления электроэнергии;
- уменьшении величин необходимых резервов мощности.

Общая характеристика электроэнергетической отрасли

<i>Годы</i>	<i>2001</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>
Количество работающих (тыс. чел)	62,3	62,1	62,4	63,7	65,7	67,1	63,2	70,4	70,2	66,1	64,1
Ежегодные капиталовложения (млн \$ США)	109,0	121,2	172	272,2	346,4	404,2	479,9	658,1	578,2	626	1376,8
Общее количество компаний-производителей электроэнергии	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Количество операторов передающей системы	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Количество распределительных компаний	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Число потребителей (тыс. потр.)	3996	4037	4040	4093	4158	4381	4514	4513	4569	4637	4701

Крупнейшие электростанции

<i>№</i>	<i>Электростанция</i>	<i>Мощность турбогенераторов (МВт)</i>	<i>Количество турбогенераторов</i>	<i>Установленная мощность электростанции (МВт)</i>
<i>Тепловые электростанции</i>				
1	Лукомльская ГРЭС	2,5/5/315/300/307/315/315,45	1/1/4/1/2/1	2459,95
2	Минская ТЭЦ-4	2,5/60/110/250	2/1/2/3	1035
3	Березовская ГРЭС	25/29/150/160/165	4/2/1/2/2	958
4	Гомельская ТЭЦ-2	4/180	1/3	544
5	Новополоцкая ТЭЦ	50/60/135	5/2/1	505
6	Минская ТЭЦ-3	53/60/100/169	1/2/2/1	542
7	Могилевская ТЭЦ-2	50/60/135	3/1/1	345
8	Минская ТЭЦ-5	320	1	320
9	Светлогорская ТЭЦ	14/15/16//50/60	1/1/1/1/1	155
10	Мозырская ТЭЦ	60/135	1/1	195
11	Бобруйская ТЭЦ-2	60	3	180
12	Гродненская ТЭЦ-2	0,75/50/60/70	1/1/1/1	180,75

Строительство и реконструкция электростанций

<i>Годы</i>	<i>2001</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>
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)	8,7	0,22	53,33	14,5	122,5	44,35	15,3	44	280,7	-	168,7
В т.ч.	На ТЭС	8,5	52,8	14,5	122	44,2	15,1	44	280,7	-	167,2
	В т.ч. ПГУ и ГТУ		50,0		50	6,0	-	25	230,0	-	123,0
	На ГЭС, ВЭУ	0,2	0,22	0,53		0,5	0,15	0,2		-	1,5
Затраты на ввод мощностей (млн \$ США)	4,8	0,44		113	166,9	48,1	11,71	273	91,7	357	136
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)					3,6			17,1	44,5	158	69,2
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)			7	12	77	15	12,4	44	280,7	311	163
В т.ч.	На ТЭС		7		77	15	12,4	44	277	311	163
	На ГЭС										
Затраты на реконструкцию мощностей (млн \$ США)				8,3	483	87,6	16,85	27,2	56,0	137	111,6
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)						1,6	4,95	17,1	23,4	35	45,2
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		47	25				49,5		50		
В т.ч.	На ТЭС		47	25			49,5				
	На ГЭС										

Затраты на вывод мощностей (млн \$ США)											
В. т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)											

В 2003 году на Березовской ГРЭС реконструирован энергоблок № 4 с надстройкой газовыми турбинами мощностью 2x25 МВт.

В 2004 году на ТЭЦ в г. Солигорске введен в эксплуатацию турбогенератор мощностью 2,5 МВт. На центральной отопительной котельной в г. Гомеле установлен турбоагрегат мощностью 6 МВт. Реконструирована Могилевская ТЭЦ-1 с заменой турбины АР-6-5 ст. № 5 на новую турбину Р-6-3,4/0,5-1 мощностью 6 МВт.

В 2005 году реконструирован энергоблок № 3 на Березовской ГРЭС с надстройкой газовыми турбинами мощностью по 25 МВт каждая и увеличением мощности энергоблока на 15 МВт, на Минской ТЭЦ-4 введена детандер-генераторная установка (1 и 2 очередь) суммарной мощностью 5 МВт.

В 2006 году введено 44,35 МВт генерирующих мощностей, в том числе:

- 12 МВт на Барановичской ТЭЦ (замена существующей турбины ст. № 4 мощностью 6 МВт на новый турбоагрегат);
- 17,5 МВт на Лукомльской ГРЭС (модернизация энергоблока ст. № 1 и установка детандер-генератора ст. № 2);
- 7,5 МВт на Белорусской ГРЭС (энергоустановка для сжигания древесного топлива и торфа и реконструкция существующей турбины мощностью 12 МВт);
- 6 МВт на мини-ТЭЦ "Северная" в г. Гродно (установка ГТУ);
- 1,2 МВт на ТЭЦ в г. Осиповичи.

В 2007 году суммарное увеличение электрической мощности в энергосистеме составило 15,3 МВт, были введены:

- 2,7 МВт на мини ТЭЦ на древесных отходах в г. Пинске;
- 2,4 МВт на мини-ТЭЦ на базе РК-3 Молодечненских электросетей, работающей на местном топливе;
- 0,2 МВт на ГЭС на р. Щара;
- 10,0 МВт дополнительно на Гродненской ТЭЦ-2 на реконструированном турбоагрегате № 1, достигшем мощности 70 МВт.

В 2008 году введено 44 МВт генерирующих мощностей, в том числе

- ДГУ мощностью 4 МВт на Гомельской ТЭЦ-2;
- газотурбинная установка мощностью 25 МВт на Лидской ТЭЦ;
- реконструирован турбоагрегат Лукомльской ГРЭС путем модернизации энергоблока № 2 с увеличением мощности на 15 МВт.

В 2009 году введены генерирующие источники общей мощностью 286,8 МВт, в том числе:

- 3,7 МВт на мини-ТЭЦ на местных видах топлива в г. Пружаны РУП «Брестэнерго»;
- закончен строительством объект «Брестская ТЭЦ. Замена турбины ст. № 3»;
- модернизирован энергоблок № 4 Лукомльской ГРЭС с увеличением мощности паровой турбины на 15,0 МВт;
- введена в эксплуатацию когенерационная газопоршневая установка мощностью 26,1 МВт на Жлобинской котельной (1 очередь);

- введен в эксплуатацию парогазовый энергоблок мощностью 230 МВт на Минской ТЭЦ-3.

В 2011 году введены генерирующие источники общей мощностью 168,7 МВт, в том числе:

- в рамках реконструкции блока ст. № 5 Березовской ГРЭС смонтированы 2 газовые турбины общей мощностью 58 МВт;
- выполнена замена турбоагрегата ст. № 2 мощностью 35 МВт на новый турбоагрегат электрической мощностью 40 МВт на Витебской ТЭЦ;
- установлены два парогазовых блока по 32,5 МВт каждый на Минской ТЭЦ-2;
- введена в эксплуатацию Речицкая мини-ТЭЦ, работающая на местных видах топлива, в г. Речица Гомельской области мощностью 4,2 МВт;
- введена в эксплуатацию ветроэнергетическая установка в н.п. Грабники Новогрудского района мощностью 1,5 МВт.

Электрические сети

Электрическая сеть энергосистемы Республики Беларусь включает в себя линии электропередачи напряжением 0,4-750 кВ общей протяженностью 271 287,4 км, трансформаторные подстанции напряжением 35-750 кВ общей установленной мощностью 34 212,3 МВА и трансформаторные подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ общей установленной мощностью 15 931,06 МВ А.

Линии электропередачи напряжением 220-750 кВ являются системообразующими для энергосистемы и обеспечивают межсистемные связи с энергосистемами Российской Федерации, Литвы, Украины и Польши. Протяженность этих линий составляет 7 086 км.

Линии электропередачи напряжением 110 кВ протяженностью 16 805 км осуществляют как передачу, так и распределение электрической энергии.

Электрическая сеть напряжением 0,4-35 кВ является распределительной. Ее протяженность составляет 247 397,4 км.

Межгосударственные линии электропередачи

Страна	Наименование ВЛ	Напряжение (кВ)	I ном (доп) А
Россия	Белорусская – Смоленская АЭС	750	768
	Витебск – Талашкино	330	1420
	Кричев – Рославль	330	1650
	Полоцк – Новосокольники	330	1000
Украина	Гомель – Чернигов	330	1420
	Мозырь – Чернобыльская АЭС	330	1650
Литва	Игналинская АЭС – Минская ТЭЦ-5	330	1050
	Молодечно – Вильнюс	330	1380
	Гродно – Алитус	330	1380
	Полоцк – Игналинская АЭС	330	1650
	Сморгонь – Игналинская АЭС	330	1420
Польша	Рось – Белосток	220	690
	ПС Брест-2 – ПС Вульска-Добриньска	110	600

Примечание: указана наименьшая величина I ном(доп) оборудования влияющего на пропускную способность ВЛ, установленного на подстанциях/электростанциях ОЭС Беларуси.

Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн.кВтч).	3557,5	2804,5	2782,3	2464,2	2476,7	2461,2	2326,1	2405,1	2383,3	2698,1	2729,1	2947,0
Потребление электроэнергии (млн.кВтч).	3558,0	3315,0	3439,9	3020,7	2821,5	2736,7	2881,1	2922,2	2879,5	3252,4	3310,1	3482,5

Суточный график в день годового максимума нагрузки (21.02 2011 г.)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	4203	3935	3938	3929	4008	4002	4314	4960	5446	5670	5849	5717
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	5662	5725	5784	5532	5508	5420	5765	6027	5854	5695	5337	4783

Выбросы загрязняющих веществ

Год	Топливо, тыс. т.у.т.	Калорийность (ккал/кг, ккал/м3)	Зольность (%)	Содержание серы (%)	Выбросы загрязняющих атмосферу веществ (тыс. тонн)		
					Оксиды серы	Оксиды азота	Летучая зола
Отчетные данные							
2001	мазут-916,2 газ-10857,6	мазут-9288 газ природный-8004 газ попутный-9377		2,04	26,6	29,9	0,07
2002	мазут-874,5 газ-11234,3	мазут-9236 газ природный-8000 газ попутный-9433		2,07	27,2	30,9	0,07
2003	мазут-675,2 газ-11555	мазут-9279 газ природный-8000 газ попутный-9384		2,04	20,9	30,5	0,05
2004	мазут-782,6 газ-12894	мазут-9263 газ природный-7998 газ попутный-9337		2,05	23,5	34,5	0,06
2005	мазут-559,3 газ-13061,9	мазут-9453 газ природный-7997 газ попутный-9337		2,03	16,9	33,9	0,04
2006	мазут-799,9 газ-13161,5	мазут-9293 газ природный-8000 газ попутный-9398		2,02	23,8	35,3	0,1
2007	мазут-98,734 газ-13322,984	мазут-9269 газ природный-7995 газ попутный-9245		2,04	4,2	29,5	0,01
2008	мазут-413,017 газ-13759,775	мазут-9059 газ природный-7995 газ попутный-9120		2,06	13,8	28,2	0,04
2009	мазут-2685,768 газ-10066,24	мазут-9243 газ природный-8014 газ попутный-9132		2,17	86,7	25,7	0,25
2010	мазут-285,942 газ-13886,001	мазут-9143 газ природный-8008 газ попутный-9135		2,12	9,6	27,7	0,03
2011	мазут – 105,324; газ – 12845,474	мазут – 9134; газ природный – 8018; газ попутный - 8983		2,14	3,9	22,6	0,01

Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы Беларуси

(Прямой шрифт - данные Межгосударственного статистического комитета СНГ, курсив - данные энергосистемы)

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		24,8	26,2	26,3	30,9	30,7	31,8	31,8	34,9	30,0	34,8	32,0	
В т.ч.	ТЭС	24,4	25,8	25,9	30,3	30,1	30,9	30,7	33,6	28,6	32,5	29,6	
	ГЭС	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	
	прочие	0,4	0,4	0,4	0,6	0,6	0,9	1,1	1,3	1,4	2,3	2,4	
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		33,1	32,8	33,2	34,1	34,7	36,2	36,1	36,7	34,5	37,5	37,6	
Экспорт ЭЭ (млрд кВт·ч)		0,05	0,2	0,7	0,8	0,9	1,1	0	0,6	0,007	0,3	0,15	
Импорт ЭЭ (млрд кВт·ч)		8,3	6,8	7,6	4,0	4,9	5,5	4,3	2,4	4,5	3,0	5,73	
Установленная мощность (МВт)		7853	7847	7926	7933	8024	7949,6	8026,0	7693,6	7987,6	7818,4	7987,1	
В т.ч.	Тепловых	7844	7837	7915	7920	8011	7715	8012,5	7680,4	7974,4	7803,6	7969,4	
	В т.ч.	На жидком топливе и газе	7844	7837	7915	7920	8011	7712,3	8005	7672,6	7962,9	7792,1	7953,7
		ПГУ и ГТУ	57,4	57,4	57,4	107,4	157,4	163,4	231,9	197,9	427,9	427,9	556,0
	Другие виды топлива	-	-	-	-	-	2,7	7,5	7,8	11,5	11,5	15,7	
	Гидравлических	9	10	11	11	12	12,4	12,6	13,2	13,2	14,77	16,27	
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		5825	5720	5579	5648	5911	6210	5890	5889	5990	6292	6027	
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,00	50,00	50,04	50,04	50,03	50,02	50,0	50,0	50,0	50,02	50,02	
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд.кВт·ч)		2,1	2,1	2,1	2,4	2,3	2,3	2,2	2,3	2,1	2,3	2,1	
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд.кВт·ч)		0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд.кВт·ч)		3,5	3,4	3,5	3,6	3,6	3,8	3,7	3,7	3,5	3,8	3,4	
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		268,7	270,5	267,0	276,4	274,6	274,6	273,3	279,6	267,7	268,9	264,3	
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		171,2	170,6	169,7	169,6	168,9	168,4	168,04	168,11	169,34	168,05	167,8	
Расход натурального топлива	Газ (млн.м ³)	9303	9638	9912	11089	11262	11358	11545	11791	8671	12034	11102	
	Мазут (тыс. т)	661	663	484	565	402	577	71	299	2034	219	77	
Доля расхода топлива	Газ (%)	90,3	91,0	92,7	92,6	94,5	92,8	97,8	95,5	77,3	96,3	97,2	
	Мазут (%)	7,8	7,2	5,5	5,7	4,1	5,7	0,7	2,9	20,9	2,0	0,8	
Полезный отпуск ЭЭ (млрд.кВт·ч)		30,0	29,5	30,0	30,9	31,4	32,3	32,45	29,34	27,45	29,3	30,0	
В т.ч.	Промышленность	16,1	15,4	15,7	16,7	17,0	17,7	17,82	17,53	15,4	16,6	17,2	
	Транспорт	2,0	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	1,83	0,75	0,72	0,76	0,7	
	Сельское хозяйство	3,7	3,5	3,3	3,2	3,2	3,4	3,32	1,5	1,54	1,59	1,6	
	Комбыт	5,9	6,2	6,5	6,6	6,7	6,5	6,70	5,9	6,1	6,36	6,5	
	Прочие	2,3	2,2	2,2	2,3	2,4	2,6	2,77	3,66	3,69	3,98	4,0	
Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт·ч)		3,4	3,2	3,8	4,8	5,4	6,3	7,63	9,68	9,62	10,95	11,9	
В т.ч.	Промышленность	4,13	3,77	4,14	5,32	6,05	7,05	10,13	10,71	10,85	12,65	14,2	
	Население	1,13	1,59	3,14	3,30	3,60	4,12	5,02	6,09	5,74	5,49	3,8	
Средняя цена топлива (\$/тнт)		48,0	43,7	41,9	51,2	54,3	57,6	106,7	133,1	150,1	194,1	238,7	
В т.ч.	Газ	47,7	42,8	40,8	50,5	53,6	55,6	106,8	133,9	160,1	197,0	242,8	
	Мазут	55,9	57,8	61,9	63,7	73,6	89,9	101,0	106,7	113,1	132,4	98,5	

Основные законодательные и правовые акты, действующие в Республике Беларусь

- Положение о Министерстве энергетики Республики Беларусь.
- Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь.
- Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь.
- Государственная программа развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года
 - Закон Республики Беларусь «О естественных монополиях».
 - Закон Республики Беларусь «Об объектах, находящихся только в собственности государства».
 - Указ Президента Республики Беларусь «О мерах по повышению эффективности использования электрической и тепловой энергии».
 - Указ Президента Республики Беларусь «О расчетах потребителей за природный газ, электрическую и тепловую энергию».
 - Постановление Совета Министров Республики Беларусь «Об утверждении Правил электроснабжения».
 - Положение о государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую потребителям от электрических и тепловых сетей ГПО "Белэнерго" Республики Беларусь.
 - Постановление Министерства экономики Республики Беларусь «О тарифе на услугу по передаче и распределению электрической энергии»

Электроэнергетический рынок

Электроэнергетика Беларуси представляет собой вертикально-интегрированную структуру: Республиканская энергетическая система объединяет шесть региональных областных энергетических систем, соответствующих административно-территориальному устройству республики. На базе каждой региональной энергосистемы образованы производственные энергетические объединения, которые, являясь совокупностью электростанций, сетей, ремонтных и других технологических подразделений, выполняют функции по производству, передаче, распределению и сбыту энергии.

Экономические отношения при купле-продаже электроэнергии складываются следующим образом.

ГПО «Белэнерго» покупает всю импортируемую электроэнергию и всю избыточную электроэнергию из регионов (областей) Республики Беларусь и продает ее в регионы республики, где наблюдается дефицит энергии.

В настоящее время в Республике Беларусь разрабатывается концепция «Закона об электроэнергетики». Проектом концепции Закона предусматривается разделение по видам экономической деятельности (производство, передача, продажа электроэнергии) и создание оптового и розничного рынков электроэнергии в Республике Беларусь.

Государственные регулирующие органы

Республиканским органом государственного управления отрасли является Министерство энергетики Республики Беларусь. Минэнерго подчиняется Совету Министров Республики Беларусь и в соответствии с возложенными на него задачами осуществляет свою деятельность, исходя из принципов надежного и бесперебойного обеспечения потребителей республики, в том числе и электроэнергией, создания условий безопасной эксплуатации

объектов электроэнергетики, создания условий для развития и повышения уровня технического оснащения объектов электроэнергетики, диверсификации топливно-энергетических ресурсов и стабилизации финансового состояния электроэнергетики.

Независимой регулирующей организации не существует. Ее функции выполняют:

- Министерство экономики Республики Беларусь в части установления тарифов для потребителей реального сектора экономики (за исключением населения);
- Совет Министров Республики Беларусь в части установления тарифов для населения.

Система ценообразования

В настоящее время сохраняется курс проведения взвешенной ценовой политики с применением в соответствии с Законом Республики Беларусь «О ценообразовании» следующих способов экономического регулирования цен:

- установления фиксированных цен (тарифов);
- установления предельных цен (тарифов);
- установления предельных торговых надбавок (скидок) к ценам;
- установления предельных нормативов рентабельности, используемых для определения суммы прибыли, подлежащей включению в регулируемую цену (тариф);
- установления порядка определения и применения цен (тарифов);
- декларирования цен (тарифов).

Межгосударственная передача электроэнергии

В соответствии с международными соглашениями Республика Беларусь осуществляет транзит (межгосударственную передачу) электроэнергии по своим электрическим сетям.

Тарифы на экспорт и транзит электроэнергии являются предметом переговоров хозяйствующих субъектов сторон и устанавливаются в соответствующих договорах.

При таможенном оформлении импорта электроэнергии уплачивается сбор за таможенное оформление в размере единой ставки 35 Евро в отношении одной партии электроэнергии (за исключением импорта из России).

Экспортные и импортные таможенные пошлины отсутствуют.

Заключение контрактов на импортируемую электроэнергию осуществляется, исходя из экономической целесообразности импорта и энергетической безопасности Республики.

Определенных правил и процедур распределения пропускной способности межгосударственных линий электропередачи в настоящее время нет.

Инвестиции в генерирующие мощности

Основными источником инвестирования в нынешних условиях хозяйствования являются амортизационные отчисления, прибыль предприятий, средства республиканского бюджета, привлеченные средства отечественных и зарубежных инвесторов.

Общие правовые условия осуществления инвестиционной деятельности в Республике Беларусь определены Инвестиционным кодексом Республики Беларусь.

Инфраструктура передачи электроэнергии

Решение о строительстве новых объектов передающей сети определяется схемой развития и уровнем надежности существующей сети и принимается руководством Министерства энергетики. Строительство межгосударственных линий электропередачи

осуществляется на основе договоров сторон.

Функции оператора передающей сети распределены между ГПО «Белэнерго», РУП-облэнерго и РУП «ОДУ».

Баланс электроэнергии и мощности составляется на предстоящие пять лет, год, месяц и сутки. При планировании на предстоящие сутки РУП «ОДУ» составляется почасовой график нагрузки электростанций, почасовые графики обменов мощностью с энергосистемами других государств в соответствии с заключенными контрактами, а также почасовой график сальдо перетоков ОЭС Беларуси. Графики обмена мощностью согласовываются с диспетчерскими центрами энергосистем соответствующих государств.

Регулирование торговли и поставок электроэнергии

Импорт электроэнергии и оптовую торговлю электроэнергией в Республике осуществляет ГПО «Белэнерго».

В отношении режима диспетчеризации - все контракты на куплю-продажу электроэнергии согласовываются с РУП «ОДУ» в части технической возможности их реализации.

Оптовая торговля электроэнергией в Республике сегодня осуществляется по типу «единого покупателя» на основании двухсторонних контрактов (оптовым покупателем импорта и избыточной электроэнергии региональных областных энергосистем и продавцом этой электроэнергии дефицитным энергосистемам является ГПО «Белэнерго»).

Биржи электроэнергии, а также отдельный балансирующий рынок отсутствуют.



Гродненская ТЭЦ

Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы Республики Беларусь



Электроэнергетика Республики Казахстан

В электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на первом этапе реформирования (1995-2004 гг.) были осуществлены глубокие структурные рыночные преобразования. основополагающие принципы рыночного реформирования отрасли были определены Указом Президента Республики Казахстан, имеющим силу Закона, «Об электроэнергетике» от 23 декабря 1995 года и правительственными программами реформирования отрасли:

- Постановлением «О Программе приватизации и реструктуризации электроэнергетики» от 30 мая 1996 г.;
- Постановлением «О дополнительных мерах по выполнению Программы приватизации и реструктуризации в электроэнергетике и дальнейшему реформированию электроэнергетического рынка» от 31 июля 1997 года.

Указанными Постановлениями было предусмотрено разгосударствление и последующая приватизация активов государственного монополистического сектора электроэнергетики и создание модели конкурентного оптового рынка электроэнергии.

В ходе реализации государственных программ был осуществлён поэтапный переход к рыночным отношениям в отрасли, предусматривающий:

- разделение видов деятельности в электроэнергетике на конкурентные - производство и торговля электрической энергией и монопольные виды деятельности - передача и распределение электрической энергии;
- масштабную приватизацию: крупные электростанции были проданы стратегическим инвесторам; ТЭЦ промышленного назначения - крупным промышленным комплексам; ТЭЦ общего назначения переданы в коммунальную собственность;
- создание конкурентного оптового рынка электроэнергии на основе двусторонних сделок купли-продажи между продавцами и оптовыми покупателями электроэнергии;
- создание Казахстанской компании по управлению электрическими сетями (АО «KEGOC») на базе электросетевых активов (линий электропередачи и подстанций напряжением 220, 500, 1150 кВ), осуществляющей функции передачи электрической энергии по Национальной электрической сети и централизованного диспетчерского управления режимами производства/потребления электрической энергии;
- создание на базе электросетевых активов (линий электропередач и подстанций напряжением 110 кВ и ниже) региональных электросетевых компаний (РЭК) - энергопередающие организации, эксплуатирующие электрические сети регионального уровня;
- создание энергоснабжающих организаций (ЭСО), осуществляющих продажу потребителям электрической энергии на региональных розничных рынках.

Законодательные и иные нормативные правовые акты, действующие в области энергетики Республики Казахстан

- Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» от 9 июля 2004 года;
- Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13 января 2012 года;
- Закон Республики Казахстан «О естественных монополиях» от 9 июля 2007 года;
- Закон Республики Казахстан «О лицензировании» от 29 декабря 2008 года;
- Закон Республики Казахстан «Об использовании атомной энергии» от 14 апреля 1997 года;

- Гражданский кодекс Республики Казахстан. Особенная часть от 01 июля 1999 года.
- Указ Президента РК «О Государственной программе по форсированному индустриально-инновационному развитию РК на 2010-2014 годы» от 19.03.2010 г № 958;
- Постановление Правительства «Об утверждении Правил и условий электроснабжения потребителей, имеющих аварийную бронь» от 12 марта 1998 года;
- Постановление Правительства «Об утверждении предельных тарифов» от 25 марта 2009 г № 392.
- Правила организации и функционирования оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан от 27 августа 2004 г.;
- Правила оказания услуг Системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг от 10 сентября 2004 г.;
- Правила организации и функционирования централизованных торгов электрической энергии в Республике Казахстан от 10 сентября 2004 г.;
- Правила функционирования балансирующего рынка электрической энергии;
- Правила проведения энергетической экспертизы от 10 сентября 2004 г.;
- Правила по предотвращению аварийных нарушений в Единой Электроэнергетической Системе Казахстана и их ликвидации от 16 сентября 2004 г.;
- Правила организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также доступа и предоставления услуг на данном рынке от 30 сентября 2004 г.;
- Программа создания автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии от 18 августа 2004 г.;
- Электросетевые Правила от 24 декабря 2001 г.;
- Правила пользования электрической энергией от 24 января 2005 г.;
- Правила пользования тепловой энергией от 24 января 2005 г.

Структура электроэнергетики Республики Казахстан и основные технические характеристики ЕЭС Казахстана

Основные направления государственной политики в области электроэнергетики определяет Правительство Республики Казахстан, которое осуществляет разработку государственных программ ее развития, устанавливает регулирующие основы взаимодействия участников рынка электрической энергии.

Государственным уполномоченным органом, осуществляющим контроль и регулирование в области электроэнергетики, является **Министерство индустрии и новых технологий Республики Казахстан (Указом Президента РК от 12.03.2010 г № 936 функции по контролю и регулированию в области электроэнергетики от Министерства энергетики и минеральных ресурсов переданы в Министерство индустрии и новых технологий).**

В компетенцию Министерства входит решение следующих вопросов:

- реализация государственной политики в области электроэнергетики;
- разработка программ развития электроэнергетики и осуществление контроля за их выполнением;
- разработка технических регламентов в области электроэнергетики;
- осуществление международного сотрудничества в области электроэнергетики;

□ разработка и утверждение в пределах своей компетенции нормативных правовых актов Республики Казахстан, за исключением технических регламентов, в области производства, передачи и потребления электрической и тепловой энергии;

□ разработка и утверждение нормативных правовых актов, за исключением технических регламентов, в сфере технической эксплуатации и техники безопасности, эксплуатационных характеристик оборудования, норм расхода электрической и тепловой энергии на технологические нужды энергопроизводящих, энергопередающих, энергоснабжающих организаций;

□ разработка и утверждение нормативных технических документов в сфере проектирования, строительства, технической эксплуатации и техники безопасности объектов электроэнергетики, эксплуатационных и технико-экономических характеристик оборудования, норм расхода электрической и тепловой энергии на технологические нужды энергопроизводящих организаций, не являющихся субъектами естественных монополий;

□ утверждение технического задания на разработку инвестиционной программы;

□ заключение соглашения и инвестиционных договоров с энергопроизводящими организациями;

□ ведение мониторинга исполнения энергопроизводящими организациями инвестиционных обязательств, предусмотренных в соглашениях, и инвестиционных программ, предусмотренных в инвестиционных договорах;

□ формирование группы энергопроизводящих организаций;

□ утверждение порядка определения гарантирующего поставщика и зоны его ответственности;

□ определение методики, порядка и сроков проведения энергетической экспертизы;

□ разработка и утверждение формы ведомственной статистической отчетности, проверочных листов, критерии оценки степени риска, ежегодные планы проверок в соответствии с Законом РК «О государственном контроле и надзоре в Республики Казахстан»;

□ установление порядка составления суточного графика производства-потребления электрической энергии;

□ определение системного оператора и оператора рынка централизованной торговли электрической энергией;

□ определение особенностей функционирования и организации оптового рынка электрической энергии для регионов, не имеющих электрической связи по территории Республики Казахстан с единой электроэнергетической системой Республики Казахстан;

□ выполнение иных функций в соответствии с законами Республики Казахстан.

Регулирующим органом, в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, осуществляющим руководство в сфере естественных монополий и на регулируемых рынках (в т.ч. в сфере электроэнергетики) является **Агентство Республики Казахстан по регулированию естественных монополий**.

Контрольно-надзорные функции в области контроля и регулирования деятельности субъектов рынка, защиты и развития конкуренции, а также защиты прав потребителей в сфере осуществления деятельности субъектов рынка, занимающих доминирующее положение на определенном товарном рынке (в т.ч. и на рынке электрической энергии) осуществляет **Агентство Республики Казахстан по защите конкуренции**.

Надзор и контроль в области электроэнергетики осуществляется государственным органом по государственному энергетическому надзору и контролю – **Комитетом по государственному энергетическому надзору и контролю Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан**.

Комитет по государственному энергетическому надзору и контролю осуществляет надзор и контроль за:

- выполнением технических требований нормативных правовых актов Республики Казахстан в сфере электроэнергетики;
- эксплуатацией и техническим состоянием энергетического оборудования электрических станций, электрических и тепловых сетей, а также электрических и теплоиспользующих установок потребителей;

Энергетический контроль осуществляется за:

- соблюдением требований технических условий по качеству электрической и тепловой энергии;
- соблюдением правил пользования электрической и тепловой энергией в пределах своей компетенции;
- рациональным и экономным использованием, оптимизацией режимов производства, передачей, потреблением электрической и тепловой энергии;
- готовностью электрических станций, электрических и тепловых сетей к работе в осенне-зимних условиях.

Комитет по государственному энергетическому надзору выполняет следующие функции и задачи:

- участвует в работе комиссий электроэнергетических предприятий по оценке готовности объектов и оборудования к работе в зимних условиях;
- ведет учет расследований крупных технологических нарушений в работе электростанций, тепловых и электрических сетей, приведших к разделению ЕЭС РК на несколько частей, массовому ограничению потребителей по электрической и тепловой энергии, повреждению крупного энергетического оборудования;
- осуществляет периодическое обследование технического состояния энергетического оборудования электрических станций, электрических и тепловых сетей, а также энергетического оборудования потребителей;
- организывает квалификационные проверки знаний правил технической эксплуатации и правил безопасности руководителей организаций, осуществляющих производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии и их покупку в целях перепродажи, для осуществления контроля технического состояния и безопасности эксплуатации электро- и энергоустановок;
- организывает проведение энергетических экспертиз на энергетических объектах по безопасному и рациональному производству, передаче, распределению и использованию электрической и тепловой энергии, контроль за выполнением энергосберегающей политики, обследование энергетической эффективности юридических лиц;
- организывает разработку программы, нормативно-методических актов, правовых и экономических механизмов энергосбережения;
- вносит предложения собственникам организаций о привлечении к дисциплинарной ответственности лиц, виновных в допущении аварий, несчастных случаев и иных грубых нарушений технических требований нормативных правовых актов в области электроэнергетики, или направляет материалы в соответствующие государственные органы о привлечении к административной или уголовной ответственности в соответствии с законами Республики Казахстан лиц, виновных в нарушении законодательства Республики Казахстан об электроэнергетике.

В целях выработки и реализации долгосрочной государственной политики по модернизации существующих и вводу новых генерирующих мощностей 18 апреля 2007 года

решением общего собрания учредителей было создано Акционерное общество «**Самрук-Энерго**» (далее – Общество). Учредителями Общества в момент его создания являлись АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и АО «КазТрансГаз». Общество было зарегистрировано 10 мая 2007 года.

На сегодняшний день, «Самрук-Энерго» является одним из ключевых игроков на энергетическом рынке Казахстана, акционерами которого являются: АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» (94,72%) и АО «КазТрансГаз» (5,28%).

В состав «Самрук-Энерго» входит 20 энергетических компаний, в числе которых крупнейший в мире угольный разрез ТОО «Богатырь Комир», а также АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова», АО «Актобе ТЭЦ», АО «Жамбылская ГРЭС имени Т. И. Батурова», АО «Алатау Жарык Компаниясы», АО «Алматинские электрические станции», АО «Шардаринская ГЭС» и другие.

Суммарная установленная мощность электростанций АО «Самрук-Энерго» составляет 7670,9 МВт, что составляет около 40% суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС Казахстана. Таким образом, «Самрук-Энерго» является крупнейшей электроэнергетической компанией Республики Казахстан.

Основными видами деятельности Общества являются:

- производство электрической и тепловой энергии;
- передача и распределение электрической энергии;
- добыча энергетического угля;
- реконструкция, расширение и строительство энергетических объектов.

В целях совершенствования действующей модели управления национальными компаниями Республики Казахстан и эффективного управления госактивами указом Президента в октябре 2008 года создано Акционерное общество "Фонд национального благосостояния **"Самрук-Казына"** путем слияния АО "Казахстанский холдинг по управлению государственными активами "Самрук" и государственного фонда устойчивого развития "Казына".

Электроэнергетика Республики Казахстан содержит следующие секторы (в соответствии с законом «Об электроэнергетике»):

- производство электрической и тепловой энергии;
- передача электрической и тепловой энергии;
- снабжение электрической и тепловой энергией;
- потребление электрической и тепловой энергии;
- иная деятельность в сфере электроэнергетики.

Сектор производства электрической энергии

Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 70 электрических станций различной формы собственности. Общая установленная мощность электростанций Казахстана на 1 января 2012 года составляет 19 798,1 МВт; располагаемая мощность – 15 765 МВт.

Электрические станции разделяются на электростанции национального значения, электростанции промышленного назначения, электростанции регионального назначения.

К электрическим станциям национального значения относятся крупные тепловые электрические станции, обеспечивающие выработку и продажу электроэнергии потребителям на оптовом рынке электрической энергии Республики Казахстан, а также

гидравлические электростанции большой мощности, используемые для регулирования графика нагрузки единой электроэнергетической системы Казахстана (далее ЕЭС Казахстана).

К электростанциям промышленного назначения относятся ГТЭС предприятий нефтегазового сектора, ориентированные на покрытие собственной потребности, ТЭЦ с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов.

Электростанции регионального назначения – это ТЭЦ, интегрированные с территориями, которые осуществляют реализацию электрической энергии через сети региональных электросетевых компаний и энергопередающих организаций, а так же теплоснабжение близлежащих городов.

Крупнейшие электростанции

№	Электростанция	Мощность Турбогенераторов (МВт)	Количество турбогенераторов	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции				
1	ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	500	8	4000
2	АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» (электрическая станция АО «ЕЭК»), входящая в состав Группы ENRC	300 - 325	8	2425
3	АО «Жамбылская ГРЭС им. Батурова»	200/210	3/3	1230
4	АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	500	2	1000
5	ТОО «МАЭК-Казатомпром» ТЭЦ-2	50/60/80/100	10	630
6	ТОО «МАЭК-Казатомпром» ТЭЦ-3	200/210/215	3	625
7	ГРЭС-2 АО «Корпорация Казахмыс» (Карагандинская ГРЭС-2)	55/50/86/100	8	663
8	АО «АлЭС» Алматинская ТЭЦ-2	50/80/110	6	510
9	ТЭЦ-3 АО «Павлодарэнерго» (Павлодарская ТЭЦ-3)	50/60/110	5	440
10	ТОО «СевКазЭнерго Петропавловск» (Петропавловская ТЭЦ-2)	33/42/60/76	7	380
11	ТЭЦ-1 АО «Алюминий Казахстана» (Павлодарская ТЭЦ-1)	50/60/80	6	350
12	ТЭЦ-2 АО «Астанаэнергия»	80/120	4	360
13	Карагандинская ТЭЦ-2 АО «Арселор Митал Темиртау»	100/120/135/165	4	435
14	Карагандинская ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр»	110/120	4	435
Гидравлические электростанции				
1	ТОО «АЕС Шульбинская ГЭС»	117	6	702
2	БГЭК АО «Казцинк» (Бухтарминская ГЭС)	75	9	675
3	АО «АлЭС» Капчагайская ГЭС	91	4	364
4	ТОО «АЕС Усть-Каменогорская ГЭС»	82,8	4	331,2
5	АО «Мойнакская ГЭС»	150	2	300

Строительство и реконструкция электростанций

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		68	134	120	66	116	197,4	248	23,4	105,2	375,1	415,6
В т.ч.	ГТЭС	68	71	-	54	116	71,4	242	-	33,8	217,0	90,6
	ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	11,4	4,4	3,1	-
	ТЭС	-	63	120	12	-	126,0	6	12,0	67,0	155,0	325,0
Затраты на ввод мощностей (млн \$ США)												

В. т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)												
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)		75	150	385	75	75	450	-	350	-	-	-
В т.ч.	На ТЭС			300			300	-	300	-	-	-
	На ГЭС	75	150	75	75	75	150	-	-	-	-	-
Затраты на реконструкцию мощностей (млн \$ США)												
В. т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)												
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		-	25	-	30	30	-	30	12	-	62,5	58
В т.ч.	На ТЭС	-	25	-	30	30	-	30	12	-	62,5	58
	На ГЭС											
Затраты на вывод мощностей (млн \$ США)												
В. т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)												

Ввод и реконструкция основного энергооборудования на электростанциях Республики Казахстан по годам:

2001 год:

- на вновь созданной Карачаганакской ГТЭС (Западно-Казахстанская область) - два агрегата ст. № 1,2 типа PG6561(B) фирмы General Electric мощностью 34 МВт каждый;
- на Бухтарминской ГЭС выполнена реконструкция гидроагрегата № 4 установленной мощностью 75 МВт с заменой рабочего колеса;
- введен т/а ст. № 3 ТР-58-90/1,6 на Рудненской ТЭЦ АО «ССГПО».

2002 год:

- Актюбинская ТЭЦ - турбина ст. № 4 мощностью 29 МВт;
- электростанция Актюбинского завода ферросплавов - паросиловая установка мощностью 37 МВт (ПСУ-37), работающая совместно с введенной в 1994 году газотурбинной установкой мощностью 100 МВт;
- Рудненская ТЭЦ - две турбины ст. № 4,5 мощностью по 17 МВт;
- Карачаганакская ГТЭС - агрегат ст. № 3 типа PG6561(B) фирмы General Electric мощностью 34 МВт;
- на Бухтарминской ГЭС выполнена реконструкция гидроагрегатов № 2, № 5 установленной мощностью 75 МВт каждый с заменой рабочего колеса.

2003 год:

- ТЭЦ-1 КМК - ТГ № 3 (60 МВт);
- Балхашская ТЭЦ - ТГ № 3 (30 МВт);
- Жезказганская ТЭЦ - ТГ № 3 (30 МВт);
- замена турбианы К-300-240 энергоблока № 3 мощностью 300 МВт на турбину К-310-23,5-3 мощностью 310 МВт на ЕЭК (Ермаковская ГРЭС);
- на Бухтарминской ГЭС выполнена реконструкция гидроагрегата № 3 установленной мощностью 75 МВт с заменой рабочего колеса;
- в Павлодарской области на электрической станции АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» завершена реконструкция энергоблока № 4 мощностью 300 МВт.

ТЭЦ-1 АО «Алюминий Казахстана» (Павлодарская ТЭЦ-1) ввод т/а ст. № 4 Р-50-130/13.

2004 год:

- Кумколь ГТС - (54 МВт);
- Ридерская ТЭЦ - (12 МВт).
- На Бухтарминской ГЭС выполнена реконструкция гидроагрегата № 6.

2005 год:

- Жанажольская ГТЭС - ГТ-1, ГТ-2 по 16 МВт;
- Карачаганакская ГТЭС - ГТ-4 (34,3 МВт);
- Кызылординская ТЭЦ-6 - когенерационная ГТЭС с агрегатами ГТ-1, ГТ-2, ГТ-3 суммарной мощностью 50 МВт;
- на Бухтарминской ГЭС выполнена реконструкция гидроагрегата № 9 установленной мощностью 75 МВт с заменой рабочего колеса.

2006 год:

- в Акмолинской области на Акмолинской ТЭЦ-2 введена паровая турбина ст.№ 4 установленной мощностью 120 МВт;
- в Атырауской области на ТЭЦ АНПЗ введена турбина № 3 мощностью 6 МВт;
- в Атырауской области на ГТЭС-480 введена газотурбинная установка № 6.7 мощностью 42,9 МВт;
- в Западно-Казахстанской области на Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» введена парогазовая установка мощностью 28,5 МВт;
- на Бухтарминской ГЭС выполнена реконструкция гидроагрегатов № 1, № 8 установленной мощностью 75 МВт каждый с заменой рабочего колеса;
- в Павлодарской области на электрической станции АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» реконструкция энергоблока № 3 мощностью 300 МВт;
- в Западно-Казахстанской области на ГТЭС-КПК (ГТЭС-КПО б.в.) уточнена мощность ГТ-4 (увеличение мощности на 7,7 МВт);
- в Кызылординской области на ГКП «Кызылордатепоэлектроцентр» уточнена мощность газотурбинных агрегатов Когенерационной ГТЭС (суммарное уменьшение мощности на 4 МВт).

2007 год:

- в Акмолинской области на Акмолинской ТЭЦ-1 произведена замена турбогенератора ст. № 3 установленной мощностью 6 МВт;
- в Атырауской области в ТОО «Тенгизшевройл» введена ГТЭС-242 завода второго поколения (в составе ГТ-9.1 и ГТ-9.2 мощностью по 121 МВт каждый) суммарной установленной мощностью 242 МВт;
- в Карагандинской области на Карагандинской ГРЭС-1 выведены из эксплуатации (списаны) турбины ст. № 4, 6 по 12 МВт каждая суммарной мощностью 24 МВт;
- в Павлодарской области на Аксуской ГРЭС АО «ЕЭК» уточнена мощность блока № 4 (снижение с 310 МВт до 300МВт).

2008 год:

- в Восточно-Казахстанской области на Риддерской ТЭЦ введен турбогенератор ст. № 2 типа ПТ-12-35 мощностью 12 МВт;
- в Карагандинской области на ТЭЦ ПВС АО «Арселор Миттал Темиртау» списан турбогенератор ст. № 6 типа Р-12-90/31М мощностью 12 МВт;
- в Алматинской области введены в работу 2 новые малые ГЭС:

- Иссыкская ГЭС-2 мощностью 5,1 МВт
- Каратальская ГЭС-2 мощностью 4,4 МВт,

а также восстановлена и включена в работу существовавшая ранее Аксу ГЭС-1 мощностью 1,9 МВт;

- в Павлодарской области на электрической станции АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» завершена реконструкция энергоблока №1 мощностью 300 МВт;

- ТЭЦ-1 АО «Алюминий Казахстан» произведена замена т/а ст. № 5 Т-50-130.

2009 год:

- в Актыбинской области введена Жанажолская ГТЭС АО "СНПС - Актөбемұнайгаз" мощностью 33,8 МВт (3 шт. x 11,25 МВт);

- в Алматинской области введена в работу Каратальская ГЭС-3 мощностью 4.4 МВт (2 шт. x 1,7 МВт+1 шт. x 1 МВт);

- в Карагандинской области на ГРЭС "Корпорации Казахмыс" введена паровая турбина ст. № 1 типа К-55-90 мощностью 55 МВт;

- в Павлодарской области на Экибастузской ТЭЦ введена паровая турбина типа Р-12-3,4/05м мощностью 12 МВт;

- в Карагандинской области уточнена мощность турбин № 1,2 Балхашской ТЭЦ (+30 МВт) (увеличена с 5 МВт до 20 МВт каждая).

2010 год:

- в Актыбинской области на Жанажолской ГТЭС-56 АО "СНПС – Актөбемұнайфинанс" введены 3 газотурбинных агрегата суммарной мощностью 48 МВт (3 шт. x 16 МВт);

- в Актыбинской области введена газопоршневая электростанция Ю. Каратөбе мощностью 6,2 МВт (4 шт. x 1,54 МВт);

- в Алматинской области введена в работу Каратальская ГЭС-4 мощностью 3,1 МВт (2 шт. x 1,25 МВт+1 шт. x 0,6 МВт);

- в Атырауской области на Атырауской ТЭЦ введены 3 турбоагрегата 4 очереди расширения станции суммарной мощностью 75 МВт (3 шт. x 25 МВт);

- в Атырауской области введена в эксплуатацию газотурбинная электростанция AGIP КСО ЭС "Кашаган" суммарной мощностью 162,8 МВт (4 шт. x 40,7 МВт);

- в Карагандинской области на ТЭЦ-1 АО "Арселор Миттал Темиртау" выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 5 - 60 МВт;

- в Костанайской области на Рудненской ТЭЦ АО «ССГПО» введен в эксплуатацию турбоагрегат ст. № 6 мощностью 63 МВт;

- в Костанайской области на Аркалыкской ТЭЦ выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 2 мощностью 2,5 МВт;

- в Южноказахстанской области после длительного простоя в консервации включена в работу ТЭЦ-5 ТОО "Кентауэнерго" суммарной мощностью 17 МВт (3 турбоагрегата: ст. № 3 - 5,5 МВт, ст. № 4 - 4,5 МВт, ст. № 6 - 7 МВт).

2011 год:

- в Павлодарской области на электрической станции АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» завершено восстановление энергоблока № 2, мощностью 325 МВт. Начата работа по реконструкции энергоблока № 6, мощностью 325 МВт;

- в Западно-Казахстанской области введена в эксплуатацию Уральская ГТЭС (3 газотурбинных агрегата по 18 МВт каждый суммарной мощностью 54 МВт);

- в Северо-Казахстанской области в ТОО "СевКазЭнерго Петропавловск" (Петропавловская ТЭЦ-2) выведен из эксплуатации для замены турбоагрегат ст. № 4 мощностью 33 МВт;

- в Восточно-Казахстанской области в ТОО "AES Согринская ТЭЦ" выведен из эксплуатации для замены турбоагрегат ст. № 1 мощностью 25 МВт;

- в Карагандинской области на ГТЭС Кумколь АО "РККР" введены 2 газотурбинных агрегата по 18,3 МВт каждый суммарной мощностью 36,6 МВт.

2012 год:

- в Алматинской области введена в эксплуатацию Мойнакская ГЭС (2 гидроагрегата по 150 МВт каждый суммарной мощностью 300 МВт).

Сектор передачи электроэнергии

Электрические сети Республики Казахстан включают в себя:

- линии электропередачи напряжением 0,4–1150 кВ;
- электрические подстанции 35-1150 кВ.

Межрегиональные и/или межгосударственные линии электропередачи - линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, обеспечивающие передачу электрической энергии между регионами и/или государствами.

Роль системообразующей сети в ЕЭС Республики Казахстан выполняет электрическая сеть напряжением 110 кВ и выше. Межсистемные связи с энергосистемами Российской Федерации, Кыргызской Республики и Республики Узбекистан организованы на напряжении 110-220-500 кВ.

Межгосударственные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше

Страна	Наименование ВЛ	Напряжение (кВ)	Общая длина (км)	Длина по территории Казахстана (км)	Пропускная способность (МВА)
Россия	Костанайская – Челябинская	500 (1150)	339,5	208,3	900
	Экибастузская – Алтай	500 (1150)	696,302	324,902	800
	Аврора – Курган	500	275,7	112,1	500
	Таврическая – Аврора	500	282,1	116,5	500
	Троицкая ГРЭС – Сокол	500	163,9	161,1	900
	ЕЭК – Иртышская	500	251,395	241,45	900
	ЕЭК – Рубцовск	500	331,315	167,915	1200
	Экибастузская ГРЭС-1 –Таврическая	500	371,386	237,986	900
	Ириклинская ГРЭС – Житикара	500	196,1	92,7	900
	Троицкая ГРЭС - Шагол	500	150,7	1,54	
	Троицкая ГРЭС - Магнитогорск	500	186,6	29,6	
	Балаковская АЭС – Степная	220 (500)	295,7	55,3	250
	Новотроицкая – Ульке	220 (500)	153,4	106,5	330
	Рубцовск – Усть-Каменогорск	500	149,6	70,1	800
	Макушино – Аврора	220	184,706	114,3	250
	Орская – Актюбинск	220	170,22	143,97	240
	Орская – Кимперсай	220	85,6	59,4	250
	Троицкая ГРЭС – Приуральская	220	44,539	41,739	250
	Южная – Степная	220	117,83	54,98	120

<i>Страна</i>	<i>Наименование ВЛ</i>	<i>Напряжение (кВ)</i>	<i>Общая длина (км)</i>	<i>Длина по территории Казахстана (км)</i>	<i>Пропускная способность (МВА)</i>
Россия	Кинель – Уральская	220	250,6	67,1	190
	Павлодарская - Кулунда	110 (220)	138,83	117,23	
	Уражайная - Мынкуль	220	103,5	30,25	190
	Районная - Валиханово	220	112,5	88,15	190
	Мынкуль - Иртышская	220	58,2	39,4	190
Узбекистан	Ташкентская ГРЭС – Шымкент	500	111,6	97,9	1200
	Ташкентская ГРЭС – Жилга	220	76,9	66,7	300
	Ташкентская ГРЭС –Шымкентская-220	220	132,2	117,7	400
Кыргызстан	Шу – Бишкек	500	95,45	95,081	-
	Бишкек – Жамбыл	500	215,7	210,8	900
	Алматы – Главная	220	198,7	188,55	240
	ЖГРЭС-Жамбыл Л-2129	220	38	35,368	
	ЖГРЭС-Жамбыл Л-2139	220	42,8	39,794	
	Жамбылская ГРЭС – Бишкек	220	178,4	177,2	240
	Западная – Быстровка	220	80,013	68,0	220
	Главная – Шу	220	173,8	163,65	240

Национальная электрическая сеть - совокупность подстанций, распределительных устройств, межрегиональных и межгосударственных линий электропередачи и линий электропередачи, осуществляющих выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 кВ и выше, не подлежащих приватизации и ее предварительным стадиям.

Региональная электросетевая компания - энергопередающая организация, эксплуатирующая электрические сети регионального уровня.

Казахстанская компания по управлению электрическими сетями АО «KEGOC» осуществляет межгосударственную и межрегиональную передачу электрической энергии от электрических станций до потребителей оптового рынка электрической энергии по национальной электрической сети и является Системным оператором (СО) единой электроэнергетической системы Республики Казахстан, имеющим в своем составе Национальный диспетчерский центр (НДЦ СО).

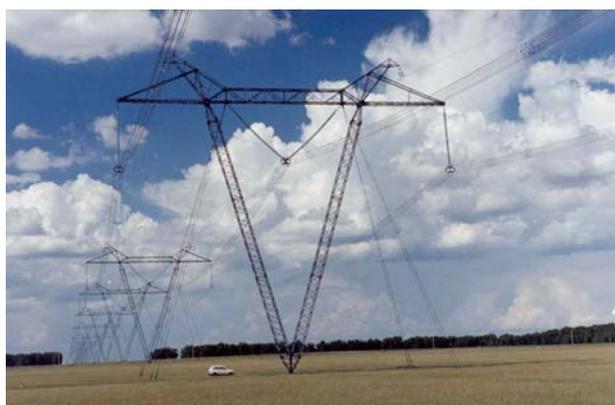


Протяженность ВЛ

Класс напряжения		Всего в управлении и ведении НДЦ СО, км	На балансе АО "KEGOC", км (220 – 1150 кВ)
ВЛ всего		34930,23	24101,19
В т.ч.	ВЛ-1150 кВ	1924,33	1421,225
	ВЛ-500 кВ	13186,54	6419,677
	ВЛ-330 кВ	-	1759,482
	ВЛ-220 кВ	19819,36	14104,895
ВЛ 35-110 кВ		-	395,911
Самая короткая ВЛ-500 кВ		ЭГРЭС-1 – Экибастузская 1150	13 км
Самая длинная ВЛ-500 кВ		Житикара - Ульке	486,6 км
Самая короткая ВЛ-1150 кВ		Костанайская – Челябинская В т.ч. по территории Казахстана	339,5 км 208,3 км
Самая длинная ВЛ-1150 кВ		Экибастузская 1150 – Алтай В т.ч. по территории Казахстана	686,2 км 324,9 км

Сектор электроснабжения

Сектор электроснабжения рынка электрической энергии Республики Казахстан состоит из энергоснабжающих организаций (ЭСО), часть из которых выполняет функции «гарантирующих поставщиков» электроэнергии, которые осуществляют покупку электрической энергии у энергопроизводящих организаций или на централизованных торгах и последующую ее продажу конечным розничным потребителям.



Иная деятельность в сфере электроэнергетики

Деятельность по оказанию услуг по строительству и наладке энергообъектов, отдельных энергоустановок и услуг по специализированному ремонту для субъектов электроэнергетического рынка осуществляют **строительно-монтажные организации и специализированные ремонтные предприятия.**

Решением проблем внедрения новых эффективных энергосберегающих и экологически чистых технологий для производства и энергоснабжения потребителей занимаются научно-исследовательские и проектно-изыскательские институты, такие как **АО «Институт «КазНИПИЭнергопром», АО «КазНИПИИТЭС «Энергия», Алматыгидропроект, ТОО «Институт «Казсельэнергопроект», АО «КазНИИ энергетики им. академика Ш. Ч. Чокина».**

В 2010 году создано Акционерное общество **«Казахстанский институт развития индустрии»** (Постановление Правительства РК от 03.06.2010 г № 508), которое в том числе, будет заниматься организацией системных исследований состояния и тенденций развития электроэнергетики Казахстана для разработки мер государственной политики.

Казахстанская Электроэнергетическая Ассоциация, членами которой являются как энергопроизводящие организации, так и потребители – участники оптового рынка электрической энергии и мощности Республики Казахстан.

Основные задачи Ассоциации:

- оказание поддержки всем организациям, чья деятельность напрямую или иным образом связана с электроэнергетической отраслью;
- участие в разработке государственных программ, законов и нормативных актов, касающихся электроэнергетической отрасли;
- поддержка и защита позиций своих членов в вопросах, где интересы отрасли зависят от решений правительства, судебных и других органов.

Ассоциация "KazEnergy" является добровольным некоммерческим объединением, созданным с целью формирования благоприятных условий для динамичного и устойчивого развития нефтегазового и энергетического комплекса Казахстана.

Цели Ассоциации:

- защита прав и интересов членов Ассоциации в государственных органах, гармонизация законодательной базы;
- создание единого информационного поля для недропользователей, производителей электроэнергии, транспортировщиков и потребителей продукции и услуг сектора энергетики;
- развитие и поддержка проектов внутриотраслевого сотрудничества и предпринимательства на местном, региональном и международном уровне;
- распространение положительного имиджа Ассоциации, ее членов и отрасли в целом, на региональном и глобальном уровне;
- стимулирование экономической, социальной, экологической и научно-технической активности казахстанского общества.

Учреждение Пул резервов электрической мощности Казахстана (ПУЛРЭМ), создано субъектами рынка электрической энергии Республики Казахстан, основная цель которого предоставление на договорной основе резервов мощности для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей-учредителей при непредвиденных выходах из строя генерирующих мощностей и линий электропередачи в Республике Казахстан.

Участниками ПУЛРЭМа являются:

- генерирующие компании;
- РЭКи;
- АО «KEGOC»;
- оптовые потребители.



Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн кВт·ч)	8585,4	7714,9	8056,5	6891,3	6326,1	6064,0	6097,7	6052,0	6292,3	7281,9	8004,8	8836,1
Потребление электроэнергии (млн кВт·ч)	8633,4	7665,5	8048,1	6796,5	6573,9	6340,5	6536,7	6578,7	6501,8	7338,5	8135,2	8987,2

Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы Казахстана

(Прямой шрифт - данные Межгосударственного статистического комитета СНГ, курсив - данные энергосистемы)

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Производство ЭЭ (млрд. кВт·ч)		55,2	58,2	63,7	66,6	67,6	71,5	76,4	80,0	78,4	82,3	86,2	
В т.ч.	ТЭС	45,3	47,1	52,7	56,3	56,5	60,4	64,4	68,5	67,1	69,5	73,0	
	ГЭС	8,1	8,9	8,6	8,0	7,9	7,7	8,2	7,4	6,8	8,0	7,9	
	Прочие	1,8	2,2	2,4	2,3	3,2	3,4	3,8	4,1	4,5	4,8	5,3	
Потребление ЭЭ (млрд. кВт·ч)		56,7	58,0	62,0	64,8	68,1	71,8	76,5	80,6	77,9	83,8	88,1	
Экспорт ЭЭ (млрд. кВт·ч)		2,2	2,5	5,0*	7,1*	3,8*	3,7	3,3	2,2	2,3	1,5	1,8	
Импорт ЭЭ (млрд. кВт·ч)		3,7	2,3	3,3*	5,3*	4,3*	4,0	3,4	2,8	1,8	3,0	3,7	
Установленная мощность (МВт)		18473	18598	18697	18813	18572	18773	18981	18993	19128	19440	19798	
В т.ч.	Тепловых	16185	16292	16387	16500	16324	16525	16733	16733	16864	17173	17531	
	В т.ч.	На твердом топливе		12339	12311	12324	12293	12413	12379	12379	12476	12654	12921
		На жидком топливе и газе		3316	3474	3432	3432	3438	3438	3438	3438	3352	3352
		ПГУ и ГТУ	397	429	429	483	599	674	916	916	950	1167	1258
	Гидравлических	2260	2260	2263	2263	2248	2248	2248	2260	2264	2267	2267	
Прочие													
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		9318	9432	9615	10204	10634	11225	11988	12211	12315	12834	13387	
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,00	49,97	50,00	50,03	50,02	50,04	50,00	50,00	49,96	50,00	50,00	
Расход ЭЭ на СН эл. станций	(млрд. кВт·ч)	5,8	5,9	6,3	6,6	6,7	6,9	7,4	7,7	7,6	7,8	7,9	
Расход ЭЭ на произв. нужды													
Расход ЭЭ на транспорт в сетях		6,8	7,3	7,1	6,8	6,9	6,7	7,2	7,1	6,5	6,6	6,5	
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		336,8	357,3	350,0	363,2	362,2	356,3	353,8	346,5	350,8	352,2	355,0	
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		160,0											
Расход топлива (тыс. т.у.т.)	Газ	1596	2027	3196	3382	3779	4062	5037	5401	4864	4813	5110	
	Мазут	631	1131	1153	942	960	1205	887	1228	616	478	474	
	Уголь	19007	20637	22570	23490	24073	25002	26110	27040	27296	28048	29493	
	Всего	21234	23795	26919	27814	28812	30269	32034	33669	32776	33339	35077	
Доля расхода топлива (%)	Газ	7,5	8,5	11,9	12,1	13,1	13,4	15,7	16,1	14,8	14,4	14,6	
	Мазут	3,0	4,8	4,3	3,4	3,3	4,0	2,8	3,6	1,9	1,5	1,3	
	Уголь	89,5	86,7	83,8	84,5	83,6	82,6	81,5	80,3	83,3	84,1	84,1	
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)		50,0	50,9	55,1	58,3	60,8	65,2	69,5	73,5	71,6	76,6	81,7	
В т.ч.	Промышленность	37,1	37,4	40,3	42,6	44,0	46,7	49,5	51,7	49,5	53,3	58,1	
	Транспорт	2,7	2,9	3,7	3,4	3,4	3,9	4,3	4,7	4,8	4,8	4,8	
	Сельское хозяйство	2,8	2,8	2,9	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	1,9	1,9	
	Комбыт	5,1	5,4	8,1	10,0	11,0	12,2	13,3	8,9	15,0	8,8	16,8	
	Прочие	2,3	2,4						5,7		6,7		
Средний тариф на ЭЭ (Цент США/кВт·ч)		1,17	1,31	1,87	2,08	2,13	2,26	3,00	4,0	3,6			
В т.ч.	Промышленность	1,28	1,31	2,52	2,72	2,79	2,02	2,75					
	Население	2,26	2,21	2,20	2,46	2,52	3,06	4,04					
Средняя цена топлива (\$/т.н.т.)		32,0											
В т.ч.	Газ	31,1											
	Мазут	79,2											
	Уголь экибастузский	8,53					5,2	5,7	7,5	7,1	8,1	8,5	
	Уголь карагандинский	15,2					6,8	8,0	17,7	13,7	15,6	16,0	

Суточный график в день годового максимума нагрузки (22.12.2011 года)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	11813	11674	11572	11551	11644	11668	12114	12521	12841	13035	12947	12797
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	12595	12513	12556	12696	12875	13356	12421	13387	13086	13076	12601	12210

Перспективы развития ЕЭС Казахстана

По реализации проекта «Расширение и реконструкции Экибастузской ГРЭС-2 с установкой энергоблока № 3» заключены контракты на поставку основного оборудования. Установленная мощность энергоблока будет составлять 600-630 МВт. Ввод в эксплуатацию декабрь 2014 года.

Для покрытия растущей потребности в электроэнергии южных регионов Казахстана планируется (декабрь 2017 года) ввод в эксплуатацию первого модуля мощностью 2х660 МВт на Балхашской ТЭС.

Сегодня ведутся работы по реконструкции энергоблока № 6, мощностью 325 МВт. Пуск энергоблока планируется на 2013 год, инвестиции компании составят 265 млн. долларов США.

В целях покрытия дефицита пиковых мощностей в Южном Казахстане заканчивается строительство Мойнакской ГЭС на реке Чарын мощностью 300 МВт (срок выхода на проектную мощность – август 2012 г)

Планируется строительство Кербулакской ГЭС на реке Или мощностью 40 МВт, которая позволит обеспечить оптимальное регулирование водных ресурсов Капшагайского водохранилища реки Или, а также увеличить пиковую мощность Капшагайской ГЭС на 112 МВт.

В Кызылординской области в 2012 году намечен пуск трех газовых турбин на ГТЭС Акшабулак, установленная мощность станции составит 87 МВт, в дальнейшем намечено увеличить установленную мощность станции до 120 МВт.



Правительством Республики Казахстан рассматривается вопрос о строительстве Булакской ГЭС мощностью 68 МВт, что так же позволит увеличить регулируемую мощность Шульбинской ГЭС на 430 МВт.

Рыночные преобразования в электроэнергетике Республики Казахстан

В 2004-2009 гг. Правительством Республики Казахстан осуществлён ряд значительных рыночных преобразований в сфере электроэнергетики, обеспечивающих переход рыночных отношений, складывающихся в отрасли, на новый качественный уровень.

В июле 2004 года Парламентом Республики принят новый Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» (далее - Закон), обеспечивший преемственность и развитие правового регулирования отношений в сфере электроэнергетики, заложенных Указом Президента Республики Казахстан от 23 декабря 1995 г. «Об электроэнергетике» и ранее действовавшим Законом Республики Казахстан от 16 июля 1999 года «Об электроэнергетике».

В целях реализации данного Закона принят ряд новых нормативных правовых актов. Среди них «Правила организации и функционирования оптового рынка электроэнергии», «Правила оказания услуг Системным оператором и организации рынка системных и вспомогательных услуг», «Правила организации функционирования балансирующего рынка электрической энергии в Республике Казахстан» и другие документы. Это позволило в основном сформировать необходимую правовую основу для реализации нового этапа реформ в электроэнергетике.

Основные положения и нормы нормативных актов разработаны с учётом лучшей международной практики организации функционирования конкурентных рынков электроэнергии в развитых странах.

Дальнейшее развитие конкурентного оптового рынка электроэнергии основано на создании системы взаимосвязанных, согласованно действующих параллельных рынков электроэнергии:

□ *рынок децентрализованной торговли электроэнергией*, на котором субъектами рынка совершаются двухсторонние прямые сделки купли-продажи электрической энергии по ценам, объёмам и срокам поставок, определяемым сторонами самостоятельно (основной сегмент оптового рынка электроэнергии – более 90% общего объема торговли);

□ *рынок централизованной торговли электроэнергией (спот торги)*, на котором осуществляется централизованная торговля электрической энергии в краткосрочном (спот-торги), среднесрочном (неделя, месяц) и долгосрочном (квартал, год) основании;

□ *балансирующий рынок в режиме реального времени*, который позволяет на основе рыночных механизмов урегулировать отклонения (дисбалансы) между контрактными и фактическими значениями производства/потребления электроэнергии и обеспечить сбалансированность производства/потребления электроэнергии в режиме реального времени;

□ *рынок системных и вспомогательных услуг*, на котором предусмотрено оказание Системным оператором субъектам рынка системных услуг, обеспечивающих функционирование рынка электроэнергии и покупка Системным оператором вспомогательных услуг на конкурентной основе.

□ *рынок мощности*.

В соответствие с Приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 27.08.2004 г. Системным оператором ЕЭС Казахстана назначено АО "KEGOC".

С учетом особой роли электроэнергетики, как системы обеспечения жизнедеятельности экономики и населения Республики, новым Законом установлен ряд принципиально новых норм, определяющих статус, права и обязанности **Системного оператора ЕЭС Казахстана**. Это касается обязательности исполнения субъектами

электроэнергетики распоряжений Системного оператора, обязанности участников производства и передачи электрической энергии совместно с Системным оператором осуществлять регулирование и поддержание стандартной частоты в ЕЭС Республики Казахстан, обеспечения энергопроизводящими организациями поддержания резервов мощности и выполнение потребителями нормативных требований по поддержанию стандартной частоты.

Системный оператор в соответствии с Законом оказывает субъектам оптового рынка на не дискриминационной основе системные услуги:

- по передаче электроэнергии по Национальной электрической сети;
- технической диспетчеризации;
- организации балансирования производства-потребления электроэнергии в ЕЭС Казахстана.

Тарифы на услуги, оказываемые Системным оператором, регулируются Агентством Республики Казахстан по регулированию естественных монополий.

В функции Системного оператора также входит:

- взаимодействие с энергосистемами сопредельных государств по управлению и обеспечению устойчивости режимов параллельной работы;
- техническое и методическое руководство по созданию единой информационной системы, автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии, сопряженных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики всех субъектов оптового рынка электрической энергии;
- обеспечение равных условий доступа субъектов оптового рынка электрической энергии к национальной электрической сети и другие функции.

Согласно действующему Закону Республики Казахстан «Об электроэнергетике», с 01.01.2008 года балансирующий рынок электрической энергии Республики Казахстан функционирует в имитационном режиме, т.е. без осуществления финансовых взаиморасчетов.

Для обеспечения функционирования балансирующего рынка электроэнергии Республики Казахстан АО «Энергоинформ» определен Финансовым центром.

В целях повышения инвестиционной привлекательности электроэнергетической отрасли, Постановлением Правительства «Об утверждении предельных тарифов» от 25.03.2009 г. № 392 утверждены предельные тарифы для групп энергопроизводящих организаций.

В целях обеспечения диверсификации и повышения конкурентоспособности экономики Республики Казахстан в долгосрочном периоде, в том числе в области электроэнергетики, принята Государственная программа по форсированному индустриально-инновационному развитию РК на 2010-2014 годы (Указ Президента РК от 19.03.2010 № 958).

Централизованное диспетчерское управление ЕЭС РК осуществляется **филиалом АО «KEGOC» – «Национальный диспетчерский центр Системного оператора – НДЦ СО»**. Центральное оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС РК организовано по схеме прямого оперативного подчинения НДЦ СО девяти региональных диспетчерских центров (РДЦ), являющихся структурными подразделениями филиалов АО «KEGOC» «Межсистемные электрические сети».

Организация рынка централизованной торговли электроэнергией в соответствии с приказом Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

от 04.03.2004 г. осуществляется Оператором рынка централизованной торговли электроэнергией – АО «КОРЭМ».

Развитие конкуренции на розничном рынке электроэнергии

К настоящему времени в Казахстане осуществлена реструктуризация региональных энергокомпаний путем разделения на самостоятельные юридические лица – региональные электростанции, региональные электросетевые компании (РЭК), энергоснабжающие организаций и предприятия тепловых сетей. Завершена приватизация региональных электросетевых компаний, в региональных электросетевых компаниях отделены функции торговли электроэнергией от основного вида деятельности – передачи электроэнергии путем создания энергоснабжающих организаций (ЭСО).

Региональные электросетевые компании и энергопередающие организации, обеспечивают не дискриминационный доступ к электрическим сетям всех участников рынка в порядке, установленном уполномоченным органом. Финансовые взаиморасчеты между субъектами розничного рынка производятся на условиях договоров электроснабжения, купли-продажи, оказания услуг.

Тарифы на услуги, оказываемые по передаче региональными электросетевыми компаниями, регулируются Агентством Республики Казахстан по регулированию естественных монополий.

Информационно-технологическая база для дальнейшего развития оптового рынка электроэнергии

В Казахстане осуществляется система мер по обеспечению рынка электроэнергии современной информационно-технологической базой:

- введена в эксплуатацию головная система АСКУЭ Системного оператора на базе современного программного обеспечения и установленных на подстанциях АО "KEGOC" счетчиков с долговременной дискретной памятью;
- завершаются работы по вводу системы SCADA/EMS для автоматизации централизованного оперативно-диспетчерского управления режимами работы в ЕЭС Казахстана;
- осуществлены поставка, наладка и монтаж оборудования современных телекоммуникационных систем: спутниковых систем передачи данных, радиорелейных линий и линий высокочастотной связи;
- введена в эксплуатацию электронная система централизованной торговли электроэнергией.

Международное сотрудничество в области электроэнергетики

С 2000 года энергосистемы Казахстана, России и Центральной Азии были объединены на параллельную работу.

Тем самым была создана технологическая основа для межгосударственной торговли электроэнергией.

В рамках интеграционного взаимодействия стран СНГ в сфере электроэнергетики Казахстан принял участие в разработке следующих документов:

- Стратегии (основные направления) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года (утверждена решением Электроэнергетического Совета СНГ 26 мая 2005 года);

□ Концепции формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (утверждена Советом глав правительств государств-участников СНГ 25 ноября 2005 года);

□ Соглашения о формировании общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (проект Соглашения одобрен 27 октября 2005 года на 28-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ);

□ Решения Совета глав-правительств СНГ об установлении единого времени для снятия показаний приборов учета электроэнергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи, в странах СНГ;

□ Общие принципы осуществления транзита электрической энергии по электрическим сетям государств-участников СНГ (утверждены на 28-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ 27 октября 2005 года);

□ Концепции регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии (утверждена решением Электроэнергетического Совета СНГ 27 октября 2005 года).

В рамках Интеграционного комитета при Электроэнергетическом Совете СНГ ведется работа по совершенствованию нормативно-правовой базы по созданию общего рынка электроэнергии стран СНГ.

Продолжается работа казахстанских экспертов в комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии.

В августе 2005 года АО "КЕГОС" присоединился к Соглашению о сотрудничестве от 19 октября 2004 года с целью участия в организации параллельной работы энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ (Союз по координации передачи электроэнергии в европейских странах).

В рамках работы Совета по энергетической политике при Интеграционном Комитете ЕврАзЭС Казахстан принимает активное участие в разработке Соглашения о порядке организации, управления, функционирования и развития общего электроэнергетического рынка государств-членов ЕврАзЭС, решении вопросов параллельной работы энергосистем, транзита электроэнергии по электрическим сетям стран Сообщества, совместного строительства энергетических объектов, энергосбережения.

В рамках Единого экономического пространства (ЕЭП) подписано «Соглашение об обеспечении доступа к услугам естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики» от 19.11.2010 г и «Методология осуществления межгосударственной передачи электрической энергии (мощности) между государствами-участниками ЕЭП» к Соглашению.

В июне 2005 года по инициативе АО "КЕГОС" создан Координационный Электроэнергетический Совет Центральной Азии, участниками которого являются национальные энергетические компании: от Казахстана – АО "КЕГОС", от Кыргызстана – ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана", от Таджикистана – ОАХК "Барки Точик" и от Узбекистана – ГАК "Узбекэнерго".

Основными задачами КЭС являются:

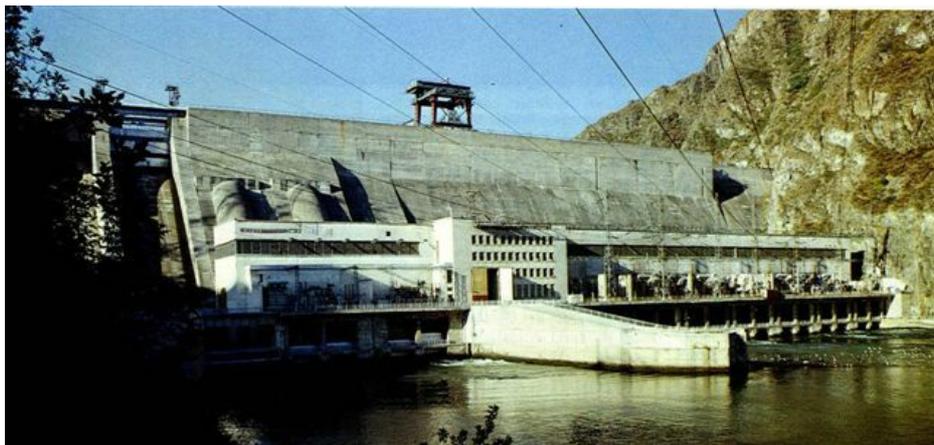
□ разработка предложений по скоординированной стратегии развития электроэнергетики в Центральной Азии;

□ разработка согласованных предложений по рациональному использованию водно-энергетических ресурсов Центральной Азии;

□ определение согласованных принципов работы электроэнергетических систем стран Центральной Азии и принятие взаимосогласованных решений и правил для обеспечения их экономической, взаимовыгодной, надежной параллельной работы.

АО «КЕГОС» сотрудничает с представителями Агентства международного развития США (USAID) и Энергетической ассоциацией США (USEA) по проекту REMAP, который представляет собой Программу оказания помощи странам Центральной Азии в создании регионального электроэнергетического рынка, развития торговли электрической энергии и увеличения инвестиций в электроэнергетическую сферу.

Принято участие в работе заседании Координационного Комитета по энергетическому сектору (ККЭС) Центральноазиатского регионального экономического сотрудничества (ЦАРЭС), организуемого Азиатским банком развития. Целью ЦАРЭС является решение ключевых задач развития, посредством финансирования региональных проектов по инфраструктуре, в том числе в электроэнергетическом секторе региона.



Бухтарминская ГЭС



Атырауская ТЭЦ

Структура электроэнергетики Казахстана

на 01.01.2012 г

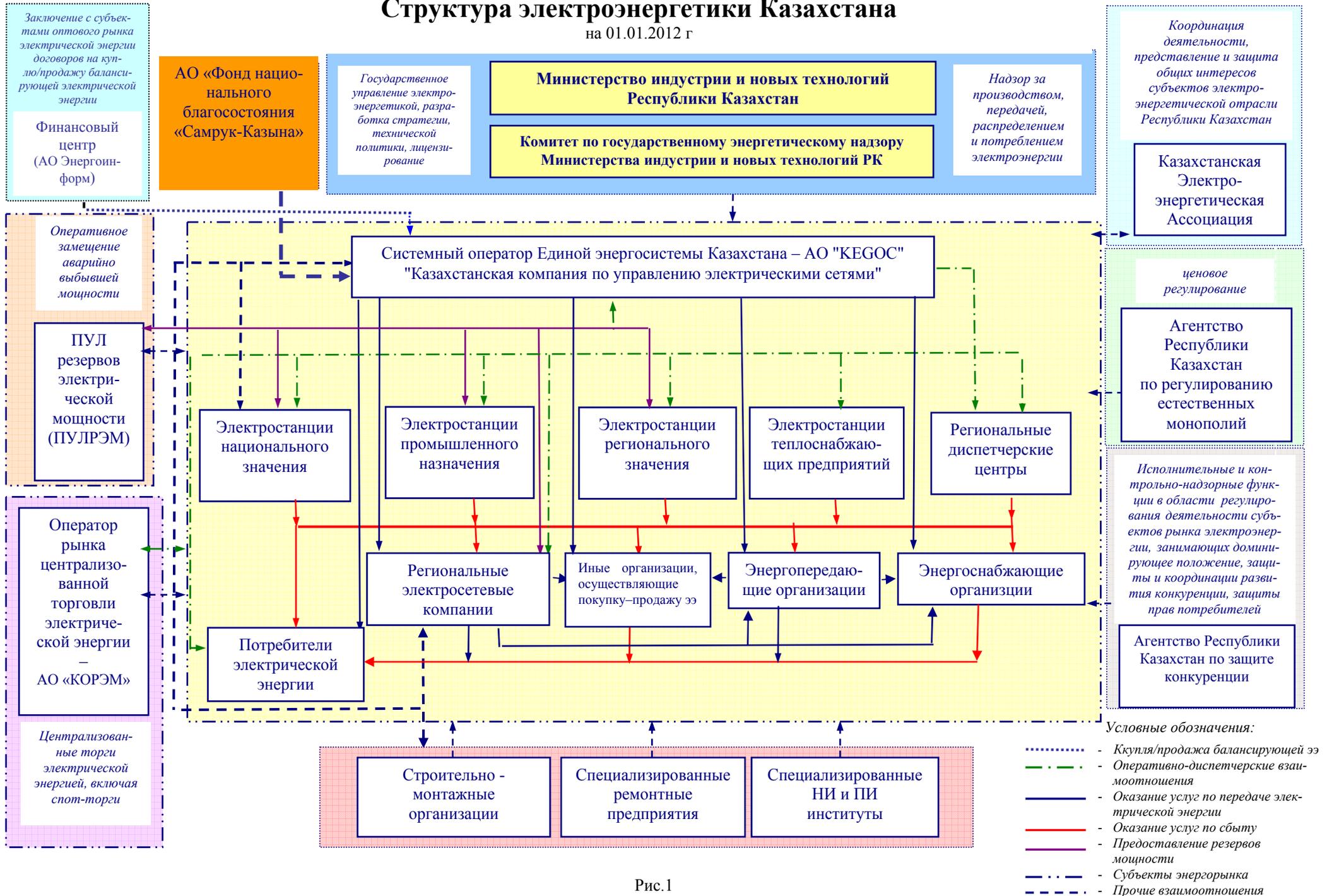
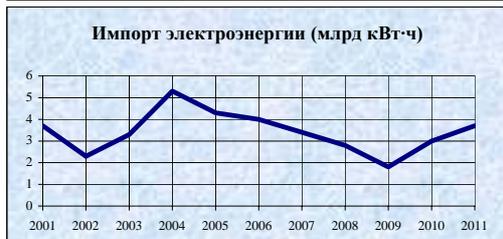
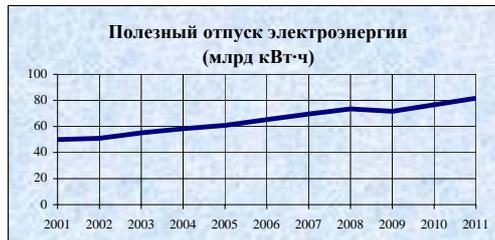
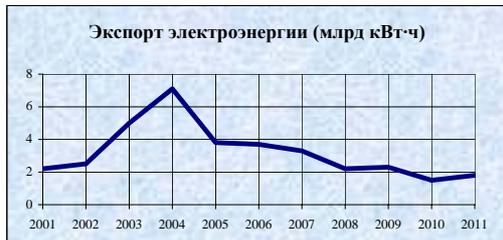
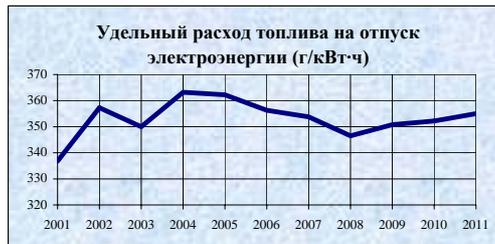
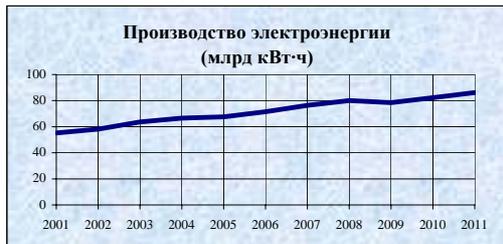


Рис.1

Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы Республики Казахстан



Электроэнергетика Кыргызской Республики

В Кыргызской Республике эксплуатируется 18 электрических станций, включая 16 ГЭС и 2 теплоэлектроцентрали, расположенные в городах Бишкек (666 МВт) и Ош (50 МВт).

Электрическая сеть включает линии электропередачи напряжением 0,4-500 кВ общей протяженностью 86 820 км. Распределительные электрические сети выполнены на напряжение 0,4-35 кВ.

Для теплоснабжения городов Бишкек и Ош в Республике эксплуатируются 493,2 км тепловых сетей.

Учитывая географическое положение Кыргызской Республики и природно-климатические условия, территория Республики разделена на семь экономических областей с двумя промышленно развитыми городами. Наличие тепловых и электрических сетей напряжением 0,4-500 кВ, гидроэлектростанций и тепловых электроцентралей в совокупности образует электроэнергетическую систему Кыргызской Республики. Энергосистема Кыргызстана имеет возможность производить, транспортировать и распределять электроэнергию не только внутри страны, но и осуществлять экспорт, импорт и взаимные перетоки в соседние государства, участвовать в покрытии дефицита мощности и покрывать пиковые нагрузки в энергосистемах стран Центральной Азии.

Электроэнергетика Республики обладает рядом специфических особенностей, которые оказывают влияние на перспективное развитие отрасли и диктуют необходимость реформ в энергетике.

Наличие межгосударственных линии электропередач напряжением 10-500 кВ между республиками Казахстан, Узбекистан, Таджикистан и КНР, крупного водохранилища Токтогульской ГЭС с многолетним регулированием и значительное преобладание гидроэлектростанций является положительной особенностью энергосистемы в балансе выработки электроэнергии и мощности.

Производство значительного объема электроэнергии на ГЭС, порядка 90%, существенно снижает ее себестоимость, что позволяет обеспечивать высокую эффективность энергосистемы.

Неблагоприятной особенностью является то, что в энергосистему Республики поставляется около 95% энергоносителей, в том числе до 50% угля, практически полностью газообразное топливо и нефтепродукты.

В условиях стремления стран СНГ к рыночным отношениям и торговле топливно-энергетическими ресурсами по мировым ценам, при ограниченных валютно-финансовых средств Республики, сохранение нынешней структуры в приходной части топливно-энергетического запаса превращается в непрерывно обостряющуюся проблему.

Для преодоления возникших проблем программой экономических реформ было предусмотрено развитие электроэнергетической отрасли Кыргызской Республики, которое направлено на освоение гидроэнергетических ресурсов, строительство электрических сетевых объектов и повышение уровня электрификации социально-культурного, коммунально-бытового сектора и отраслей экономики за счет замещения импортных энергоносителей электрической энергией.



Взаимоотношения энергосистемы с отраслевыми государственными структурами Республики Казахстан и Узбекистан, в части регулирования и использования водных ресурсов реки Нарын и поставок энергоносителей осуществляются на основе ежегодных Межправительственных протоколов, в которых предусматриваются объемы экспорта электроэнергии, импорта природного газа, мазута и угля в увязке с пропусками воды из Токтогульского водохранилища. Началом заключения Межправительственных соглашений по использованию водных и топливно-энергетических ресурсов в регионе является 1995 год.

К сожалению, в последние годы в странах Центральной Азии стал нарушаться принцип по рациональному и эффективному использованию водно-энергетических ресурсов, что привело к сокращению взаимобмена топливно-энергетическими ресурсами и в дальнейшем к возникновению проблем по нормальному прохождению вегетационного и осенне-зимнего периода в энергосистемах.

Также, ранее с Таджикистаном на основе Межправительственных Протоколов о совместном использовании энергетических ресурсов, заключались договора на обмен электроэнергией, в целях поддержки энергосистемы Таджикистана в осенне-зимнем периоде, связанных с острым дефицитом электроэнергии осуществлялись поставки электроэнергии из Кыргызстана.

Еще одной проблемой для стран Центральной Азии явилось то, что в прошедшие маловодные годы основные водохранилища гидростанций не имели достаточной воды для выработки электроэнергии и в последующем возникновению дефицита электроэнергии в отопительные периоды. Вкупе с невозможностью покупки электроэнергии из-за отказа пропуска транзита электроэнергии возникли несанкционированные отборы электроэнергии между энергосистемами. Такая ситуация привела к выходу некоторых стран из параллельной работы ОЭС Центральной Азии, что, в конечном итоге, не является эффективным, надежным и безопасным в электроснабжении потребителей.

Кроме того, осуществляется поставка электроэнергии в Китай по линиям электропередачи 10 кВ, приграничным потребителям Кызылсуу Кыргызской автономной области СУАР КНР.

Решение возникших проблем вышеуказанным образом позволило, в отличие от других государств Содружества, достигнуть в Кыргызской Республике увеличения потребления электроэнергии с 9,3 млрд. кВт.ч. в 1990 году до 11,9 млрд. кВт.ч. в 2006 году, или на 28,14%. При этом наблюдается тенденция изменения потребления электроэнергии в структуре потребителей, а именно снижение электропотребления в промышленности и сельском хозяйстве с одновременным ростом в коммунально-бытовом, социально-культурном и непромышленном секторах экономики.

В связи с переводом значительного количества объектов на электроотопление, электропищеприготовление и горячее водоснабжение увеличилась нагрузка в распределительных сетях энергосистемы. Величина роста нагрузки за период 1990-2006 гг. составляет в 4-5 раз, что ощутимо повлияло на состояние распределительной сети.

В сложившихся условиях, на ближайшую перспективу и в дальнейшем, областным, районным, городским государственным администрациям и местному самоуправлению установлены задания по осуществлению строительства и реконструкции сетей 0,4-10 кВ за счет собственных финансовых средств.

После распада СССР потребители Таласской, Ошской, Джалал-Абадской и Баткенской экономических областей оказались в электроэнергетической зависимости от сетей соседних государств. Имея избыток производства электроэнергии, энергетики Республики вынуждены были покупать или осуществлять передачу электроэнергии через электрические сети соседних государств, при этом оплачивая за транзитные услуги.

Существуют такие же проблемы для доставки электроэнергии в северную часть республики, связанные с оплатой потерь электроэнергии за транзит в сетях АО «КЕГОС».

С целью достижения энергетической независимости Кыргызской Республики, а также увеличения пропускной способности существующих системообразующих, передающих и распределительных сетей, в Кыргызстане осуществляется строительство и реконструкция электрических сетей напряжением 0,4-500 кВ. За последние 10-12 лет реализованы проекты по строительству подстанции на напряжение 500/220/10 и шести подстанции 220/110/10 кВ, осуществлена реконструкция на двух системообразующих подстанциях, построено более 550 км ЛЭП 220 кВ.

В результате проделанных работ достигнута электроэнергетическая независимость Таласской и Баткенской областей, увеличена пропускная способность магистральных системообразующих сетей, улучшена надежность электроснабжения потребителей, создано условие для возрождения и развития структур экономики. В перспективе планируется строительство электросетевых объектов в Ошской, Джалал-Абадской и Чуйской областях. Заложена капсула на строительстве ЛЭП 500 кВ «Кемин-Датка» (вопрос НЭСКА)

Наряду со строительством системообразующих, передающих и распределительных электросетей, наиболее важной задачей является увеличение суммарной величины генерирующих мощностей.

По гидроресурсам Республика занимает третье место среди стран СНГ после России и Таджикистана. Освоение богатейшего гидроэнергетического потенциала Кыргызстана, составляющегося порядка 142 млрд. кВт.ч. электроэнергии, является основной стратегией программы развития энергетики Республики. Только на реке Нарын и ее притоках можно построить 31 гидроэлектростанции с ежегодной выработкой электроэнергии более 16 млрд. кВт.ч.

Без ввода новых мощностей, энергосистема Кыргызской Республики через ряд лет может превратиться из избыточной в дефицитную энергосистему и, для удовлетворения спроса потребителей, Республика будет вынуждена импортировать электроэнергию из соседних государств по ценам, значительно превышающим национальные тарифы.

В такой ситуации весьма перспективным направлением развития энергетики Республики является привлечение иностранных инвестиций для строительства новых гидроэлектростанции, реконструкции существующих источников электроэнергии и осуществление экспорта электроэнергии.

Целесообразность и эффективность строительства гидроэлектрических станций также обусловлены малой степенью использования гидроресурсов - 9%, исключительно высокой потенциальной возможностью основных водотоков, экологическими преимуществами по сравнению с тепловыми электростанциями, работающими на органических энергоносителях, приобретаемых за рубежом,

Привлечения частного капитала Республики и зарубежных партнеров имеет немаловажное значение в освоении, строительстве и восстановлении ГЭС, расположенных на стоках малых рек Кыргызстана.

По некоторым предполагаемым к строительству ГЭС имеются схемные проработки и технико-экономические обоснования, которые представляют интерес для зарубежных инвесторов, в том числе и соседних государств.

В реализации выбранных направлений развития генерирующих мощностей, финансовыми средствами Республики в 2001 году выведена на проектную мощность Ташкумырская ГЭС с номинальной мощностью 450 МВт, в 2002 году Шамалдысайская ГЭС мощностью 240 МВт, в 2010 году введен в эксплуатацию первый агрегат 120 МВт Камбаратинской ГЭС-2 мощностью 360 МВт.

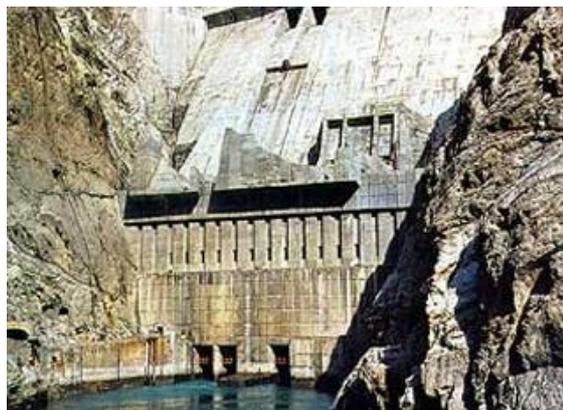
В рамках соглашения между Правительством Швейцарской Конфедерации и Правительством Кыргызской Республики о предоставлении финансовой помощи (грант) по проекту «Нарын III. Уменьшения потерь в системе передачи и распределения электроэнергии в Нарынской области» ОАО «Электрические станции» в 2007-2008 гг. была произведена частичная реконструкция Атбашинской ГЭС.

Данный проект позволил модернизировать Атбашинскую ГЭС, ОРУ 110 кВ, КРУ 10 кВ, управление и контроль агрегатов, путем установки автоматических регуляторов напряжения и скорости. В целом реконструкция Атбашинской ГЭС позволила улучшить общую эффективность и надежность станции.

В настоящее время в число приоритетных инвестиционных проектов входит строительство каскада Камбаратинских ГЭС-1 и ГЭС-2 с суммарной установленной мощностью 2260 МВт и среднемноголетней годовой выработкой электроэнергии более 6,0 млрд.кВт. час. Совместная с ИНТЕР РАО ЕЭС (РФ) реализация проекта «Строительство Камбаратинских ГЭС-1» и ее эксплуатация явилась бы еще одним шагом вперед в области углубления интеграции между странами СНГ.



Строительство Камбаратинской ГЭС-2 развернуто полным ходом с момента выхода Постановления Правительства Кыргызской Республики от 23 октября 2007 года.



В соответствии с Программой разгосударствления и приватизации АО «Кыргызэнерго» образовано 7 открытых акционерных обществ:

- ОАО «Электрические станции», с функциями выработки электрической и тепловой энергии на базе каскада Токтогульских ГЭС, предприятия строящихся ГЭС, Атбашинской ГЭС, ТЭЦ городов Бишкек и Ош;

- ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана», с функциями передачи электрической энергии на базе высоковольтных линий электропередач с напряжением 110 кВ и выше, со всеми их подстанциями и центральной диспетчерской службой;

- ОАО «Северэлектро», на базе распределительных сетей Чуйского, Бишкекского и Таласского предприятий электрических сетей (ПЭСов);

- ОАО "Востокэлектро", на базе распределительных сетей Иссык-Кульского и Нарынского ПЭСов;

- ОАО "Ошэлектро", на базе Ошского ПЭС;

- ОАО "Жалалабатэлектро", на базе Джалал-Абадского ПЭС;

- ОАО "Бишкектеплосеть", на базе Бишкекского предприятия тепловых сетей.

Общая характеристика электроэнергетической отрасли

Годы	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
К-во работающих (тыс. чел)	13,4	14,2	14,2	6,5'	6,5'	6,607'	14,15	13,16	14,39		
Ежегодные капиталовложения (млн \$ США)	12,7	12,2	16,9	5,9**	5,2**	115,5 МЛН.СОМ	485,06 МЛН.СОМ	16907	15158	18,834	18,228
Общее количество компаний-производителей эл/энергии	2	2	3	3		3	3	3	4		
К-во операторов передающей системы	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
К-во распределительных компаний	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
К-во потребителей (тыс.потр)	1068,5	1062,5	1061,5	1079,2	1068,5	1124,9	1256,0	1167,2	1201,7	1213,6	
В т.ч. квалифицированы		0,012					0,043			0,075	0,08

*Суммарные данные ОАО "Электрические станции" и ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"

* Данные ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана".

** Данные ОАО "Электрические станции".

Крупнейшие электростанции

№	Электростанция	Мощность турбогенераторов (МВт)	Количеством турбогенераторов	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции				
1	Бишкекская ТЭЦ	25/35/50/60/65/86/90	1/1/1/2/4/1/1	666
2	Ошская ТЭЦ	25	2	50
Гидравлические электростанции				
1	Токтогульская ГЭС	300	4	1200
2	Курпсайская ГЭС	200	4	800
3	Таш-Кумырская ГЭС	150	3	450
4	Шамалды-Сайская ГЭС	80	3	240
5	Уч-Курганская ГЭС	45	4	180
6	Камбар-Атинская ГЭС - 2	120	1	120
7	Ат-Башинская ГЭС	10	4	40

Строительство и реконструкция электростанций

Годы	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)	28	35	-	-	-	-	-	-			
В т.ч. На ГЭС											
В т.ч. На ГЭС	28	35								120	-
Затраты на ввод мощностей (млн \$ США)	4,66	4,23	2,1	2,1	1,4	1,65	4,0	27,8	88,9	14,061	13,469
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)	0,99			-	-	-	-		22,2	-	-
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)		21	-	-	-	-	-			-	-
В т.ч.		21	-	-	-	-	-				
В т.ч.		-	-	-	-	-	-				
Затраты на реконструкцию мощностей (млн \$ США)	0,34	0,35	0,03	0,03	3,0	2,1	1,8	0,33	0,33	-	-
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)	0,21	0,07	-	-	1,4	0,9	1,69	0,19	0,19	-	-

*Затраты на капитальное строительство Камбаратинской ГЭС-2 и реконструкцию Токтогульской ГЭС, Курпсайской ГЭС, Уч-Курганской ГЭС, Атбашинской ГЭС, ТЭЦ г. Бишкека

Перспективные планы строительства и реконструкции электростанций

Годы		2004	2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2030
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)				120	240	62	120
В т.ч.	НаТЭС						
	В т.ч. МГУ и ГТУ						
	На ГЭС			120	240	62	120
Затраты на ввод мощностей (млн \$ США)		15	28	203,5	187,9	86	162
В. т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)				100	-	86	162
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)					20	150	250
В т.ч.	НаТЭС					150	250
	На ГЭС				20		
Затраты на реконструкцию мощностей (млн \$ США)		7,16	2,77	15,8	15,8	234,5	312,5
В. т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)		6,06	0,67	6,1	6,1	234,5	312,5
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)							
В т.ч.	НаТЭС						
	На ГЭС						
Затраты на вывод мощностей (млн \$ США)							
В. т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)							

**Затраты на капитальное строительство Камбаратинской ГЭС-1, ГЭС-2 и реконструкцию Уч-Курганской ГЭС.*

Электрические сети

Электрическая сеть энергосистемы Кыргызской Республики включает в себя:

- линии электропередачи напряжением 110-500 кВ, общей протяженностью 6 683 км,

в том числе по напряжениям:

- ВЛ 500кВ - 541 км

- ВЛ 220 кВ - 1 748 км

- ВЛ 110кВ- 4353 км

- ВЛ 35 кВ (аренда) - 41 км.

- 190 подстанций напряжением 110 кВ и выше с суммарной мощностью 8 929,2 МВА,

в том числе:

- ПС 500 кВ - 2 /1829 шт/МВА;

- ПС 220 кВ - 14 /2902 шт/МВА;

- ПС 110 кВ - 174 /4188,2 шт/МВА.

Межсистемные связи с энергосистемами Республики Казахстан, Узбекистан и Республики Таджикистан организованы на напряжении 220-500 кВ.



Межгосударственные линии электропередачи

Межгосударственные линии электропередачи ОАО "НЭС Кыргызстана"

<i>Страна</i>	<i>Наименование подстанций</i>	<i>Напряже ние (кВ)</i>	<i>Протяженность (км)</i>	<i>Длительно допустимые нагрузки линии с учетом ограничивающих условий при +20°C, (МВА)</i>
Республика Казахстан	Жамбыл - Фрунзенская	500	210,9	870
	Фрунзенская - Шу	500	120,0	870
	Жамбыльская ГРЭС - Фрунзенская	220	178,4	270
	Алматы - Главная	220	198,7	270
	Главная - Чу	220	173,8	270
	Быстровка - Западная	220	80,0	247
Республика Узбекистан	Токтогульская ГЭС - Лочин	500	172,4	870
	Лочин- Октябрьская- 1,2	220	87,9	240
	Лочин - Узловая- 1 ,2	220	65,3	240
	Кзыл-Рават - Кристалл	220	91,1	550
	Юлдуз - Кристалл	220	76,9	330
	Сардор - Кристалл	220	69,3	330
	Сокин- Алай-1,2	220	45,9	230
Республика Таджикистан	Айгульгат - Канибадам	220	53,2	130

Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

<i>Месяц</i>	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>III</i>	<i>IV</i>	<i>V</i>	<i>VI</i>	<i>VII</i>	<i>VIII</i>	<i>IX</i>	<i>X</i>	<i>XI</i>	<i>XII</i>
Производство электроэнергии (млн. кВт/ ч)	1708,1	1475,9	1467,2	946,6	910,3	962,2	1132,6	1133,0	725,8	975,0	1554,0	1966,6
Потребление электроэнергии (млн. кВт/ ч)	1653,2	1381,5	1356,9	759,3	638,7	599,1	624,5	632,7	592,0	944,8	1501,5	1594,5

Суточный график в день годового максимума нагрузки (20.12.2011года)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	2559	2539	2526	2553	2596	2666	2827	2776	2776	2702	2238	2587
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	2654	2666	2691	2664	2691	2327	2908	2936	2780	2723	2723	2656

Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы Кыргызстана

(Прямой шрифт - данные Межгосударственного статистического комитета СНГ, курсив - данные энергосистемы)

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*	
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		13,7	11,9	14,0	15,1	14,9	14,5	14,8	11,8	10,9	11,9	15,0	
В т.ч.	ТЭС	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	1,0	1,0	0,8	0,8	
	ГЭС	12,4	10,8	13,0	14,1	14,0	13,6	14,0	10,8	9,9	11,1	14,1	
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		11,8	11,3	12,4	11,8	12,2	12,1	12,4	11,2	10,0	10,5	12,3	
Экспорт ЭЭ (млрд кВт·ч)		2,2	1,1	1,7	3,4	2,7	2,5	2,4	0,5	0,86	1,47	2,6	
Импорт ЭЭ (млрд кВт·ч)		0,3	0,4	0,1	0,1	0							
Установленная мощность (МВт)		3729	3747	3658	3658	3626	3626	3626	3626	3626	3746	3746	
В т.ч.	Тепловых	778	814	707	707	716							
	В т.ч.	На твердом топливе	728	764	657	657	666	666	666	666	666	666	666
		На жидком топливе	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		На газе											
	Гидравлических	2951	2933	2951	2951	2910	2910	2910	2910	2910	3030	3030	
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		2755	3078	3137	3050	3127	2915	2873	2991	2324	2533	2936	
Частота максимум нагрузки (Гц)		50,03	50,06	49,96	50,01	50,04	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд кВт·ч.)		0,22	0,21	0,21	0,21	0,20	0,19	0,182	0,20	0,19	0,18	0,19	
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд.кВт·ч)		0,02	0,02	0,03			0,03		0,032	0,1	0,1	0,13	
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд.кВт·ч)		4,8	3,7	4,1	4,6	5,0	4,7	4,729	3,7	2,9	3,0	3,1	
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		278,9	280,7	264,5	278,1	252,4	252,0	404,4	411,9	409,9	403,0	405,7	
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		188,5	192,3	198,6	197,6	194,0	194,0	147,8	154,4	144,9	135,7	138,2	
Расход натурального топлива	Газ (млн.м ³)	368	379	245	243,2	176	154,3	140	148,8	23,9	48,3	36,7	
	Мазут (тыс. т)	25	20	18,4	22,9	16,6	11,9	8,1	10,7	95,5	25,6	43,5	
	Уголь (тыс. т)	550	420	610	621	689	668	673	882,3	796,7	655,4	735,8	
Доля расхода топлива	Газ (%)	57,55	33,1	44,0	43,2	33,5	39,6	47,4	2,1	4,7	10,6	7,5	
	Мазут (%)	4,63	3,9	4,0	4,9	3,8	5,3	3,8	25,4	15,9	6,4	10,0	
	Уголь (%)	37,82	63,0	52,0	51,9	62,7	55,1	48,8	72,5	79,4	83,0	82,5	
Полезный отпуск ЭЭ (млрд кВт·ч)		6,8	6,4	7,6	7,3	7,3	7,4	7,87	7,55	6,864	7,48	9,30	
В т.ч.	Промышленность	1,4	1,4	2,0	1,5	1,5	1,9	2,20	2,05	1,595	1,96	2,04	
	Транспорт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,07	0,06	0,606	0,06	0,06	
	Сельское хозяйство	2,6	2,3	2,5	2,1	2,2	2,1	1,84	0,43	0,094	0,15	0,23	
	Комбыт	1,8	1,7	2,1	2,5	2,4	2,2	2,16	3,36	3,718	3,85	4,83	
	Прочие	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1	1,60	1,65	0,851	1,52	2,13	
Себестоимость ЭЭ (Цент/кВт·ч)		0,87	0,47	0,26	0,27	0,27	0,28	0,61	0,59	0,62		0,089	
Себестоимость ТЭ (\$/Гкал)		13,42	9,6	10,0	9,09	9,25	10,37	14,03	17,41	20,13		21,27	
Средний тариф на ЭЭ (Цент/кВт·ч)		0,87	1,19			1,42	1,56	1,77	2,03	1,85	2,38	1,94	
В т.ч.	Промышленность	1,49	1,69	1,76	1,74	1,75	1,80	2,01	2,35	2,24	2,72	2,79	
	Население	0,59	0,92	1,16	1,09	1,2	1,37	1,61	1,74	1,52	1,87	1,51	
Средняя цена топлива (\$/т.у.т.)		49,9	49,9	47,5	41,0	42,1	46,0	59,70	77,86	89,34	84,39	97,21	
В т.ч.	Газ	56,8	54,3	47,3	43,6	44,0	58,8	99	144,8	230,71	220,71	280,02	
	Мазут	50,0	50,7	50,8	56,1	62,3	84,1	100,68	140,33	163,51	184,45	228,37	
	Уголь	39,9	41,2	47,5	37,2	39,8	38,4	42,18	52,60	61,88	59,26	64,71	

* Данные ОАО «Электрические станции»

Выбросы загрязняющих веществ

Год	Топливо	Калорийность (ккал/кг)	Зольность (%)	Содержание серы (%)	Выбросы загрязняющих атмосферу веществ (мг/м ³)*		
					Оксиды серы	Оксиды азота	Летучая зола
Отчетные данные							
2001	Уголь	3592	39,4	0,9			
	Газ	8171					
	Мазут	9678		0,8			
2002	Уголь	3857	36,4	0,9			
	Газ	8132					
	Мазут	9745		0,5			
2003	Уголь	3944	34,1	0,7			
	Газ	8176					
	Мазут	9779		0,5			
2004	Уголь	3863	35,8	0,6			
	Газ	8219					
	Мазут	10173		0,5			
2005	Уголь	3935	31,3	0,7			
	Газ	8264					
	Мазут	9015		0,4			
2006	Уголь	4046	33,3	0,6			
	Газ	8194					
	Мазут	10080		0,5			
2007	Уголь	4095	29,7	0,6			
	Газ	8184					
	Мазут	8440		0,5			
2008	Уголь	3968	32,7	0,6			
	Газ	8225					
	Мазут	9011		0,5			
2009	Уголь	4162	29,2	0,6			
	Газ	8242					
	Мазут	8750		0,5			
2010	Уголь	4724	20,1	0,6			
	Газ	8201					
	Мазут	8856		0,7			
2011	Уголь	4498	19,6	0,53			
	Газ	8188					
	Мазут	8904		0,648			

*Отчетных данных нет

Законодательные и правовые акты, действующие в энергетике Кыргызской Республики

Законы Кыргызской Республики

- Закон Кыргызской Республики от 26 июля 1996 года № 45 "О ратификации Заключительного Акта Конференции по Европейской Энергетической Хартии, Договор Энергетической Хартии и Протокола к Энергетической Хартии.
- "Об электроэнергетике" от 28.01.1997, № 8.
- "Об энергетике" от 30. 1 0. 1 996, № 56.
- "Об энергосбережении" от 07.07.1998, № 88.
- "Об особом статусе каскада Токтогульских гидроэлектростанций и национальной высоковольтной линии электропередачи" от 21.01.2002, № 7.
- Закон Кыргызской Республики от 23 мая 2002 года № 82 "О ратификации Соглашения между Министерством обороны Кыргызской Республики и Министерством Российской Федерации по атомной энергии о сотрудничестве в области технического переоборудования и модернизации средств охраны государственной границы Кыргызской Республики, технических средствах охраны и средств связи".

- Закон Кыргызской Республики от 15 апреля 2003 года № 76 "О ратификации Соглашения между Правительством Кыргызской Республики и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в области энергетики, подписанного 24 июня 2002 г. в городе Пекин".
- Закон Кыргызской Республики от 17 августа 2004 года № 149 "О ратификации Соглашения между Министерством обороны Кыргызской Республики и Министерством Российской Федерации по атомной энергии о сотрудничестве в области производства урановой продукции, цветных и благородных металлов и других стратегических материалов".

Постановления СНП Жогорку Кенеша Кыргызской Республики

- "О Программе разгосударствления и приватизации АО"Кыргызэнерго" от 6.11.1998, П № 936 - 1-5.

Постановления ЗС Жогорку Кенеша Кыргызской Республики

- "О Программе разгосударствления и приватизации АО"Кыргызэнерго" от 24.03.1999, З № 1358-1.

Постановления Правительства Кыргызской Республики

- "О порядке учета и начисления штрафных санкций (пени) при несвоевременной оплате за потребленную электрическую и тепловую энергию" от 07.09.1999, № 483.
- "О лицензировании отдельных видов деятельности" от 31.05.2001, № 260.
- Положение «О лицензировании отдельных видов деятельности (утвержденное постановлением Правительства КР от 31 мая 2001 год № 260)».
- "О праве утверждения тарифов на электрическую и тепловую энергию, горячее водоснабжение и газ природный" от 06.02.1997, № 59.
- "Программа разгосударствления и приватизации акционерного общества «Кыргызэнерго» от 23.04.1997, № 239, (с изменениями и дополнениями от 22.05.1998, № 260 и от 05.06.1998, № 333).
- Постановление Правительства КР от 23 апреля 1997 года № 239 «О Программе разгосударствления и приватизации Кыргызской государственно-акционерной холдинговой компании «Кыргызгосэнергохолдинг».
- "О реструктуризации акционерного общества "Кыргызэнерго" от 21.01.2000, № 38, (с изменениями и дополнениями от 15.03.2000, № 139 и от 22.02.2001, № 139).
- "О регулировании рынка электроэнергии в Кыргызской Республике" от 06.04.2000, № 187 (с изменениями и дополнениями от 15.03.2000, № 139).
- Правила рынка электроэнергии (утверждены постановлением Правительства КР от 6 апреля 2000 года № 187).
- Постановление Правительства Кыргызской Республики от 30 января 2006 года № 52 "Об утверждении Решения Экономического совета Содружества Независимых Государств об основных направлениях и принципах взаимодействия государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения, подписанного 11 марта 2005 года в городе Москве".

Электроэнергетический рынок

Основные принципы организации и регулирования хозяйственной деятельности в топливно-энергетическом комплексе определены Законами Кыргызской Республики "Об энергетике", "Об электроэнергетике", "Правилами пользования Национальной электросетью (НЭС) Кыргызской Республики". Действие положений этих документов распространяется на все предприятия топливно-энергетического комплекса вне зависимости от их форм собственности.

Открытие рынка

Временем открытия кыргызского оптового электроэнергетического рынка считается июль 2001 года, когда на основании Программы разгосударствления и приватизации Акционерного Общества «Кыргызэнерго» из его состава выделились четыре электросетевые компании «АО «Электро», распределяющие электроэнергию по сетям 0,4-35 кВ. Взаимоотношения между АО «Кыргызэнерго» и АО «Электро» с этого времени были организованы на основе двусторонних договоров на куплю/продажу электроэнергии.

Последующее формирование рынка происходило в результате преобразования к 2002 году АО «Кыргызэнерго» в два Открытых Акционерных Общества по функциональным признакам:

- вырабатывающая компания - ОАО "Электрические станции", объединившая электростанции мощностью более 30 МВт с пакетом акций 93,72% государственной собственности;

- передающая компания - ОАО "НЭС Кыргызстана" с пакетом акций 93,72% государственной собственности, передающая электроэнергию по внутренним сетям 110-500 кВ и межгосударственным линиям электропередачи и являющаяся Оператором Кыргызской энергосистемы.

Электростанции до 30 МВт переданы в частную собственность.

С января 2002 года между субъектами рынка заключаются договоры на куплю/продажу электроэнергии, договоры на передачу электроэнергии и диспетчеризацию.

Выбор поставщика могут производить промышленные потребители (9% общего потребления внутреннего рынка), распределительные электросетевые компании (суммарное распределение 91% внутреннего потребления электроэнергии).

Согласно проекту Закона Кыргызской Республики «О рынке электроэнергии» электросетевые организации обязаны предоставлять поставщикам электроэнергии комплексные услуги, связанные с использованием электрических сетей, на равных и одинаковых условиях в пределах технических возможностей с оплатой их по ценам, установленным уполномоченным государственным органом (Государственным агентством по энергетике при Правительстве Кыргызской Республики).

Технические ограничения по пропускной способности электрических сетей и иных технических средств должны быть подтверждены органом, осуществляющим государственное регулирование энергетики. Не допускается отказ в заключение договора на предоставление услуг по передаче или распределению электроэнергии при отсутствии технических ограничений.

Доступ к Национальной сети осуществляется на основании технических условий, спецификаций и эксплуатационных характеристик, которым в соответствии с Правилами пользования Национальной электрической сетью должны следовать все Пользователи Национальной электрической сети, присоединенные к Национальной электрической сети (НЭС) и системе распределительных сетей Кыргызской Республики.

Документом, регулирующим доступ к сети, являются Правила пользования

Национальной электрической сетью Кыргызской Республики, утвержденные Исполнительным Советом Госагентства по энергетике.

Государственные регулирующие органы

Государственное регулирование электроэнергетической отрасли осуществляется с целью предоставления электро- и теплоэнергии по экономически обоснованным, социально-приемлемым и не дискриминационным ценам на территории Кыргызской Республики, а также контроля за обеспечением надежности, безопасности и бесперебойности как при производстве электро- и теплоэнергии, так и при потреблении (Закон Кыргызской Республики «Об электроэнергетике»).

До октября 2005 г. государственное регулирование осуществлялось Государственным агентством по энергетике при Правительстве Кыргызской Республики (Госагентство по энергетике). С октября 2005 г. государственное регулирование перешло к Национальному агентству Кыргызской Республики по антимонопольной политике и развитию конкуренции образованной на базе государственного департамента по антимонопольной политике при Министерстве экономического развития, промышленности и торговли Кыргызской республики и Государственного агентства по энергетике при Правительстве Кыргызской Республики.

В марте 2007 года образовано Министерство промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики, которому переданы функции Национального агентства Кыргызской Республики по антимонопольной политике и развитию конкуренции по вопросам энергетики.

В октябре 2009 года Министерство промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики преобразовано в Министерство энергетики Кыргызской Республики, исключив функции в сфере промышленности.

Министерство энергетики Кыргызской Республики является государственным органом исполнительной власти, обеспечивающим реализацию единой государственной политики в топливно-энергетическом комплексе.

Задачами Министерства энергетики Кыргызской Республики являются:

- реализация государственной политики по энергетической безопасности и развитию топливно-энергетического комплекса;
- обеспечение рационального и эффективного использования электрической, тепловой энергии и природного газа;
- обеспечение безопасности эксплуатации энергетических объектов путем соблюдения нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов;
- создание благоприятных условий для использования возобновляемых источников энергии и принципов энергоэффективности и энергосбережения.

Министерство энергетики осуществляет следующие функции:

- анализирует финансово-экономическое состояние топливно-энергетического комплекса;
- разрабатывает механизмы регулирования экспорта и импорта электроэнергии;
- принимает меры по развитию топливно-энергетического потенциала Кыргызской Республики;
- в установленном порядке разрабатывает и согласовывает технические регламенты в области энергетики;
- разрабатывает материалы к комплексному прогнозу социально-экономического

развития Кыргызской Республики;

- разрабатывает целевые показатели в энергетическом секторе и осуществляет анализ, мониторинг и контроль за их выполнением;
- разрабатывает предложения по установлению лимитов потребления электрической, тепловой энергии и природного газа для бюджетных организаций;
- рассматривает обращения, заявления, жалобы физических и юридических лиц в установленном порядке;
- содействует развитию инновационной деятельности в топливно-энергетическом комплексе;
- координирует реализацию принятых программ по комплексному развитию топливно-энергетического комплекса;
- содействует обеспечению благоприятной инвестиционной среды и повышение инвестиционной привлекательности предприятий топливно-энергетического комплекса;
- осуществляет взаимодействие и сотрудничество с соответствующими уполномоченными государственными органами зарубежных стран в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по параллельной работе энергетической системы Центральной Азии и регулированию водно-энергетических отношений;
- осуществляет подбор кадров и представляет их в уполномоченный орган Кыргызской Республики для формирования в установленном, порядке составов советов директоров и исполнительных органов управлений акционерных обществ топливно-энергетического комплекса с государственной долей акций, а также вносит предложения по их выводу из составов совета директоров и исполнительных органов управлений;
- разрабатывает предложения по привлечению инвестиций и реализации инвестиционных проектов в области топливно-энергетического комплекса Кыргызской Республики;
- обеспечивает государственные органы, хозяйствующие субъекты топливно-энергетического комплекса информационно-консультативным содействием по вопросам, отнесенным к ведению министерства;
- проводит научно-практические конференции, семинары, форумы;
- разрабатывает стандарты и нормативные документы на предоставление услуг потребителям энергетических ресурсов и повышения их качества, обеспечение их внедрения в соответствии с законодательством;
- разрабатывает, типовые контракты на энергоснабжение, теплоснабжение и газоснабжение, регламентирующие права и обязанности распределяющих организаций и потребителей в порядке, установленном законодательством;
- выдает лицензии в установленном порядке на соответствующие виды деятельности;
- вносит предложения по размеру тарифов на электро- и теплоэнергию, природный газ, на услуги за технологическое присоединение к электрическим, тепловым и газовым сетям в установленном законодательством порядке;
- разрабатывает предложения по тарифам на услуги регулирования частоты и мощности, транзита и компенсации, потерь электроэнергии при заключении межгосударственных договоров об использовании водно-энергетических ресурсов Центральной Азии;

- осуществляет контроль за соблюдением законодательства в области топливно-энергетического комплекса;
- осуществляет контроль за проведением мероприятий по бесперебойному и качественному снабжению предприятий, организаций учреждений и бытовых потребителей электрической, тепловой энергией и природным газом энергоснабжающими организациями, соблюдением качества электрической и тепловой энергии, а также законодательства по охране окружающей среды в рамках своей компетенции;
- организует деятельность по внедрению и использованию возобновляемых источников энергии;
- разрабатывает стимулирующие механизмы энергоэффективности и энергосбережения;
- осуществляет контроль за рациональным использованием топлива, газа, электрической и тепловой энергии при их производстве, передаче, распределении и потреблении;
- проводит оценку эффективности системы внутреннего контроля и результативности финансово-хозяйственной деятельности, вырабатывает рекомендации по результатам оценки в пределах компетенции Министерства;
- осуществляет иные функции, предусмотренные законодательством.

Специально уполномоченным государственным органом исполнительной власти, осуществляющим контрольные и надзорные функции за обеспечением надежности, безопасности и бесперебойности работы энергооборудования при производстве, передаче, распределении и потреблении электрической, тепловой энергии и природного газа энергетическими предприятиями, всеми потребителями, независимо от форм собственности, а также функций по обеспечению энергобезопасности, является Государственная инспекция по энергетике и газу при Министерстве энергетики Кыргызской Республики.

Разделение работы сети, генерации и поставки

Разделение акционерных обществ на вырабатывающие, передающие и распределяющие определяет их специфику во всех видах деятельности по функциональным признакам, что проявляется как в отчетности, так и в управлении.

Система ценообразования

Тарифы на электроэнергию, поставляемую коммерческими организациями независимо от организационно-правовых форм собственности, подлежат государственному регулированию. Тарифы на электроэнергию утверждает Государственный департамент по регулированию топливно-энергетического комплекса при МЭ (далее Госдепартамент).

Тарифы на продажу, передачу и распределение электроэнергии определяет Госдепартамент в соответствии с законодательством Кыргызской Республики и положением, утверждаемым Правительством Кыргызской Республики.

При разработке и утверждении тарифов Госдепартамент руководствуется следующими принципами:

- цены должны отражать полную стоимость производства, передачи и распределения электроэнергии, включая затраты на производство и техническое обслуживание, возмещение капитальных затрат, привлечение инвестиций и процентную ставку возврата;

- изменение цен не должно вызвать внезапных экономических трудностей у производителей или потребителей;

- дискриминация при предоставлении услуг и тарифов, включая качество услуг, запрещена;

- все потребители одинаковой группы с одинаковыми характеристиками потребления, обслуживаемые одним распределяющим предприятием, должны получать равные тарифы и обслуживание;

- тарифы для каждой группы потребителей энергии отражают полную стоимость предоставления услуг;

- субсидии из одной группы потребителей в другую запрещены;

- тарифы устанавливаются таким образом, чтобы они отражали разницу в стоимости предоставления услуг в разное время года, а также различных видов услуг или услуг различного качества, когда у потребителей будет возможность выбора.

Межгосударственная передача электроэнергии

Экспортно-импортные тарифы при пересечении национальных границ не входят в компетенцию Госдепартамента и устанавливаются в договорах на основе межправительственных Протоколов, заключаемых, как правило, на вегетационный период, или могут быть предметом переговоров хозяйствующих субъектов государств во вневегетационный период.

ОАО «Электрические станции» также проводит открытые торги по продаже электроэнергии на рынке Центральной Азии.

Все желающие компании могут участвовать на торгах, и с выигравшей компанией заключается договор на поставку электроэнергии на экспорт.

В энергосистемах ОЭС Центральной Азии (за исключением энергосистем Казахстана) решением Совета ОЭС ЦА установлен единый тариф на транзит электроэнергии, передаваемой по договорам из энергосистемы одного государства в энергосистему другого государства через сети энергосистемы третьего государства, в размере 0,417 цента (без НДС) за 1 кВт.ч. транспортируемой электроэнергии на 1 тыс. км условно выделяемой транзитной сети.

При меньшей протяженности транзитной сети производится пропорциональный пересчет тарифа на транзит.

На импорт или экспорт электроэнергии в Кыргызской Республике таможенные пошлины не налагаются; установлены таможенные сборы 0,15% от стоимости электроэнергии при таможенном оформлении экспорта/импорта электроэнергии и взимание НДС по месту получения электроэнергии (при импорте).

Управление межгосударственными сделками осуществляется через заключение и выполнение договоров на основе межправительственных соглашений.

Пропускная способность межгосударственных линий электропередачи распределяется в приоритетном порядке заключения договоров после обеспечения перетоков для внутригосударственного потребления собственником этих межсистемных линий.

Инвестиции в генерирующие мощности

В Кыргызской Республике продолжается создание необходимой правовой базы для привлечения иностранных инвестиций в электроэнергетику. Большая часть этой базы уже обеспечена существующими законами, в том числе законами об инвестициях, об энергетике, электроэнергетике, энергосбережении. Возобновилась работа с ИНТЕР РАО ЕЭС и ОАО «РусГидро» по проектам строительства Камбаратинской ГЭС-1 и строительства Верхне-Нарынского каскада ГЭС в Кыргызской Республике.

В настоящее время ведется совместная работа по привлечению финансовых средств на подготовку ТЭО проекта строительства Камбаратинской ГЭС-1.

Любое предложение по строительству новых производственных мощностей вносится в соответствии с Национальной энергетической программой и проводится на тендерной основе.

Компетентные государственные органы объявляют о проведении международных тендеров на строительство энергетических объектов. Порядок проведения тендера, критерии отбора предложений и определения победителя определяются постановлением Правительства Кыргызской Республики и публикуются в официальных печатных органах.

Выдача лицензий на строительство электростанций осуществляется Министерством энергетики, и промышленности Кыргызской Республики. Причем строительство электростанций должно быть одобрено Правительством Кыргызской Республики.

В целях создания максимально благоприятных условий для привлечения иностранных инвестиций в Кыргызской Республике принят Закон Кыргызской Республики «Об инвестициях в Кыргызской Республике».

Закон призван обеспечить для иностранных инвесторов государственные гарантии, применяемые в отношении юридических и физических лиц Кыргызской Республики.

Предусматриваются такие гарантии, как недопущение никакой дискриминации в отношении иностранных инвесторов, защита от экспроприации иностранных инвестиций, свобода денежных операций и конвертации национальной валюты Кыргызской Республики в любую другую валюту, возмещение убытков, право свободно и по своему усмотрению распоряжаться своими инвестициями и полученными от них доходами, в случаях причинения ущерба - возмещении убытков, свободный доступ к открытой информации.

В соответствии со статьей 4 «Гарантии инвесторов»:

1. Кыргызская Республика предоставляет иностранным инвесторам, осуществляющим инвестиции на территории Кыргызской Республики, национальный режим экономической деятельности, применяемый в отношении юридических и физических лиц Кыргызской Республики.

2. Иностранные инвесторы, их представители и иностранные работники, находящиеся в Кыргызской Республике в связи с инвестиционной деятельностью, имеют право на свободное передвижение по всей территории Кыргызской Республики, за исключением территорий, условия и порядок пребывания на которых определяются соответствующим законодательством Кыргызской Республики.

3. Кыргызская Республика в лице уполномоченных государственных органов предоставляет равные инвестиционные права для местных и иностранных инвесторов независимо от гражданства, национальности, языка, пола, расы, вероисповедания, места проведения их экономической деятельности, а также страны происхождения инвесторов или инвестиций, за исключением случаев, предусмотренных законодательством Кыргызской Республики.

4. Кыргызская Республика в лице уполномоченных государственных органов, должностных лиц и органов местного самоуправления воздерживается от вмешательства в экономическую деятельность, права и законно признаваемые интересы инвесторов, за исключением случаев, предусмотренных законодательством Кыргызской Республики.

Инфраструктура передачи электроэнергии

Решение о строительстве новых объектов передающей сети принимает Правительство Кыргызской Республики на основании экономического обоснования ОАО "НЭС Кыргызстана" целесообразности строительства конкретного объекта.

Регулирование торговли и поставок электроэнергии

Право торговли электроэнергией в Кыргызской Республике представляется поставщикам электроэнергии. Это юридические лица независимо от организационно-правовой формы, осуществляющие поставку (продажу) произведенной и (или) купленной электрической энергии. Как правило, ими являются собственники генерирующих источников, распределительные электросетевые компании и, в незначительной мере, юридические лица - перепродавцы электроэнергии.

В исключительных случаях право продажи электроэнергии представляется передающей организации (ОАО "НЭС Кыргызстана") в целях исполнения технических обязательств в рамках соглашений с соседними государствами по использованию Объединенной энергосистемы Центральной Азии. Для этого передающая организация имеет право покупать необходимые объемы электроэнергии на балансирующем рынке и продавать электроэнергию для компенсации затрат за транзит по сетям энергосистем смежных государств.

Все государственные и негосударственные юридические лица имеют право заниматься продажей электроэнергии только на основании лицензии, выдаваемой Министерством энергетики.

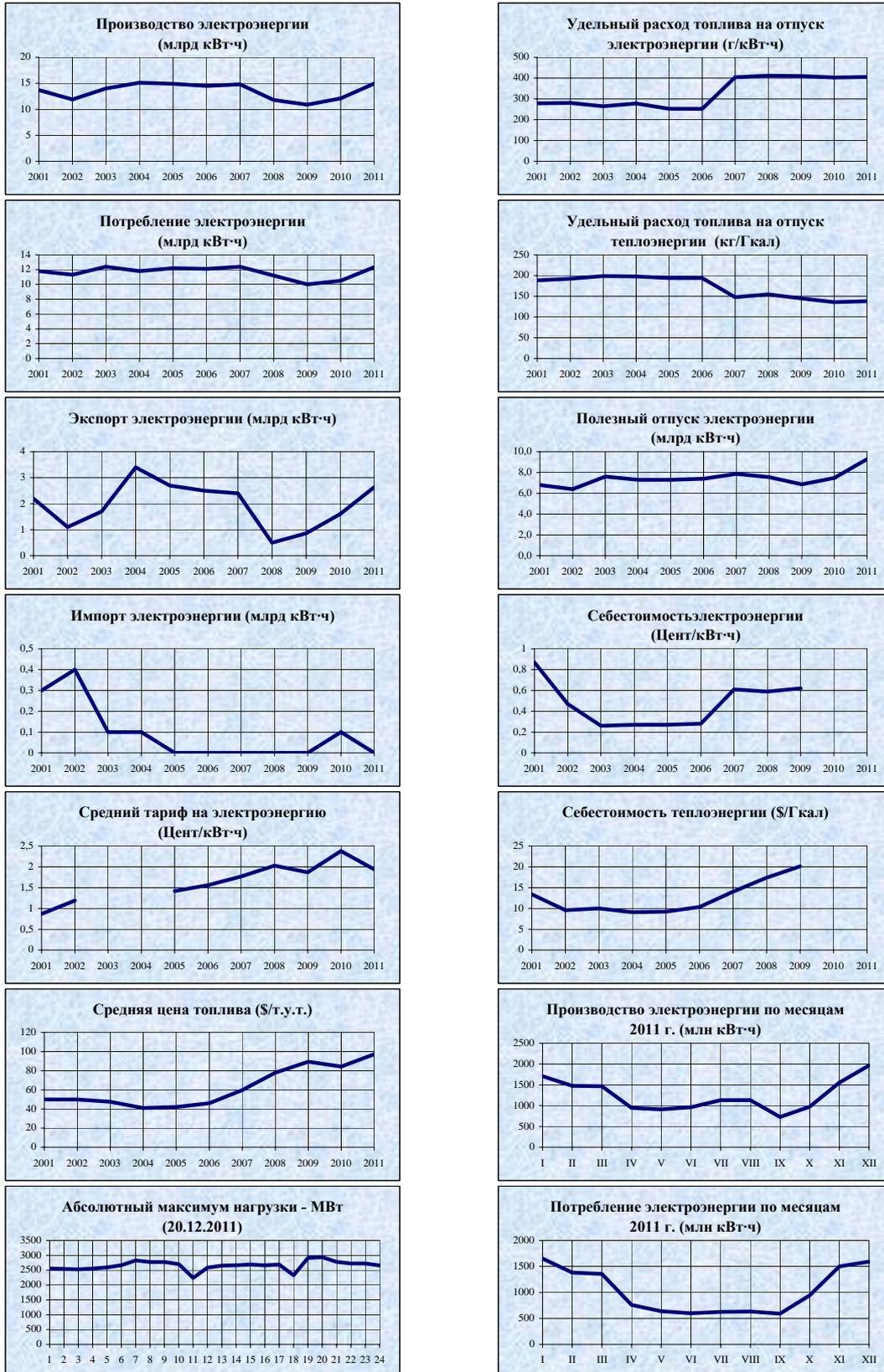
В отношении режима диспетчеризации обязательства участников электроэнергетического рынка определяются условиями заключаемых договоров.

В настоящее время в Кыргызской Республике не сформировались торговые площадки и/или биржи электроэнергии. В проекте закона «О рынке электроэнергии» предусмотрена организация балансирующего рынка электроэнергии для разрешения возникающих у участников рынка расхождений между договорными объемами купли-продажи, электроэнергии и реальными объемами выработки или потребления.

Валовой внутренний продукт в 2010 году составил 221,0 млрд. сомов.



Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы Кыргызской Республики



Электроэнергетика Республики Молдова

Электрическая энергия является основным видом потребляемой энергии в Республике Молдова, в которой в предшествующий период была создана современная электроэнергетическая система.

Высоковольтными линиями электропередачи ВЛ-110, ВЛ-330 и ВЛ-400 кВ Молдавская энергосистема (МЭС) связана с энергосистемами Украины и Румынии.

МЭС обладает достаточной пропускной способностью для обеспечения необходимых внутренних перетоков мощности.

Пропускная способность межгосударственных связей МЭС с электроэнергетической системой Румынии составляет 150 МВт на напряжении 110 кВ и 665 МВт на напряжении 400 кВ.

Состояние электроэнергетической отрасли в последнее время претерпело существенные изменения. Производство электроэнергии в период с 2001 года (4,9 млрд. кВт.ч) по 2011 год (5,55 млрд. кВт.ч) увеличилось в 1,1 раза, потребление увеличилось незначительно.

Параллельный режим работы МЭС с объединением энергосистем стран СНГ, прерванный в 1993 году, был восстановлен совместно с энергосистемой Украины в августе 2001 года. До этого характерным показателем режима работы энергосистемы было снижение частоты до 49,3 Гц. Основным способом регулирования потребления электроэнергии в Республике были веерные отключения промышленных и бытовых потребителей.

В 1998 году в Республике Молдова принят Закон № 137 "Об электроэнергии", пересмотренный и вновь утвержденный в 2009 году за № 124-XVIII от 23.12.2009 г., предусматривающий децентрализацию и либерализацию в электроэнергетике, развитие конкуренции в производстве и снабжении электроэнергией и приватизацию электроэнергетических предприятий в этих двух сферах деятельности. В соответствии с Законом было образовано Национальное Агентство по Регулированию в Энергетике (НАРЭ), осуществлено разделение деятельности по производству, передаче, диспетчеризации и распределению электроэнергии.

Функции по передаче электроэнергии и центральной диспетчерской деятельности выполняет Государственное предприятие IS "Moldelectrica".

В декабре 1998 года Парламентом Республики Молдова был принят "Закон об индивидуальном плане приватизации предприятий электроэнергетического сектора", который установил двухэтапную приватизацию электроэнергетических объектов. На первом этапе намечено было приватизировать электрораспределительные предприятия, затем - три ТЭЦ. Иностранным инвесторам было разрешено приобретать пакет акций до 100% в одном или более электрораспределительном предприятии.

В мае 2007 года вышеуказанный Закон был отменен и принят новый Закон за № 121-XVI "Об управлении публичной собственностью и её разгосударствлении".

В феврале 2000 года иностранным инвестором - испанской компанией Union Fenosa были приобретены 100% акций трёх из пяти электрораспределительных предприятий правого берега Республики Молдова, которые затем были перепроданы в 2010 году другой испанской компании "GAZ NATURAL FENOSA".

Что касается Закона «Об электроэнергии», то он определил также основные принципы организации оптового рынка электроэнергии в Республике Молдова, которые позволяют распределительным компаниям заключать двусторонние договора с предприятиями по производству электроэнергии и с компаниями, импортирующими электроэнергию. В целях обеспечения правовой основы эффективного функционирования рынка электроэнергии

Республики Молдова, НАРЭ разработало Правила рынка электроэнергии. Начиная с 2003 года, республика приступила к поэтапной либерализации рынка электрической энергии.

Руководство отраслью до 2005 года осуществляло Министерство энергетики, а с 2005 года по июнь 2008 года осуществляло Министерство промышленности и инфраструктуры Республики Молдова, созданное путём слияния Министерства промышленности и Министерства энергетики.

После ликвидации вышеуказанного Министерства, со второго полугодия 2008 года руководство энергетической отраслью осуществляло Министерство экономики и торговли Республики Молдова, преобразованное в конце 2009 года в Министерство Экономики Республики Молдова.

Электростанции, расположенные на территории Республики Молдова

№	Электростанция	Мощность турбогенераторов (МВт)	Количество турбогенераторов	Установленная мощность электростанции (МВт)
<i>Тепловые электростанции</i>				
1	Молдавская ГРЭС	200/210/250	8/2/2	2520
2	Кишиневская ТЭЦ-2	80	3	240
3	Кишиневская ТЭЦ-1	5/10/12/27	1/1/2/1	66
4	Бельцкая ТЭЦ	12	2	24
5	ТЭЦ сахарных заводов			74
<i>Гидравлические электростанции</i>				
1	Дубоссарская ГЭС	12	4	48
2	Костештская ГЭС	16	1	16

Строительство и реконструкция электростанций

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)				12								
В т.ч.	На ТЭС			12								
	В т.ч. ПГУ и ГТУ											
	На ГЭС											



Электрические сети

Энергосистема насчитывает 15 001 трансформаторных подстанций напряжением 6-400 кВ общей мощностью 10 022 МВт. В их числе:

Напряжение (кВ)	IS "Moldelectrica" ШТ/МВт	ICS "RED Union Fenosa" SA	SA "RED Nord"	SA "RED Nord-Vest"	Всего (шт)
п/с - 400	1/500				1
п/с - 330	5/1925				5
п/с - 110	173/3706,5	30			203
п/с - 35	91/554,8	74			165
п/с - 6-10/0,4	1/5,6	7427	3044	1945	12417
Итого	271/4740,3	7531	3044	1945	12791

Напряжение (кВ)	Системные ЛЭП	ICS "RED Union Fenosa" SA	SA "RED Nord"	SA "RED Nord-Vest"	Всего (км)
ВЛ - 400	214,1				214,1
ВЛ - 330	533,34				533,34
ВЛ - 110	4388,77	507,21			4895,98
ВЛ - 35	1195,81	1312,37			2508,18
ВЛ - 6-10		12374,16	4610,96	3359,78	20344,90
ВЛ - 0,4		16522,18	7271,78	6057,36	29851,32
ИТОГО	6332,02	30715,92	11882,74	9417,14	58347,82

Примечание: - Системные ЛЭП – это суммарно ГП "Молдэлектрика" с "Днестрэнерго"

Суточный график в день годового максимума нагрузки (26.01.2011 года)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	583	548	549	523	521	604	600	735	873	885	914	917
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	906	878	893	927	1004	1082	1046	1004	953	883	759	684

Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн кВт·ч)	573,3	516,7	537,4	388,3	365,3	383,9	400,5	405,8	419,7	463,7	537,0	553,6
Потребление электроэнергии (млн кВт·ч)	531,6	482,8	498,8	430,2	401,5	428,0	452,9	439,9	445,0	494,4	533,9	543,1



Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы Молдовы

(Прямой шрифт - данные Межгосударственного статистического комитета СНГ, курсив - данные энергосистемы)

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		4,9	4,4	4,1	4,2	4,2	2,84	3,86	4,03	6,2	6,01	5,5	
В т.ч.	ТЭС	4,5	4,0	3,7	3,8	3,8	2,4	3,52	3,6	5,82	5,57	5,16	
	ГЭС	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,31	0,39	0,36	0,41	0,36	
	Прочие	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,04	0,03	0,04	0,02	0,03	0,03	
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		5,6	5,4	5,7	5,6	5,8	5,72	6,16	6,22	5,79	5,67	5,68	
Экспорт ЭЭ (млрд кВт·ч)		0	2,5	0,1	0,4	0	0	0,63	0,77	0,41	0,37	0,529	
Импорт ЭЭ (млрд кВт·ч)		0,7	3,5	1,8	1,8	1,6	2,9	2,93	2,96	0,007	0,025	0,666	
Установленная мощность (МВт)		2988	2990	2990	2984	2972	2988	2994	2994	2994	2994	2988	
В т.ч.	Тепловых		2846	2846	2846	2846	2850	2850	2850	2850	2850	2850	
	В т.ч.	Уголь+мазут+газ	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	2350
		Мазут+газ	746	746	746	746	746	746	750	750	750	750	-
		ПГУ и ГТУ	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
	Гидравлических		64	64	64	48	64	64	64	64	64	64	64
Прочих		78	80	80	74	74	74	80	80	80	80	74	
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		1225	1147	1077	1062	1076	1085	1157	1106	1146	1094	1082	
Частота максимум нагрузки (Гц)		50,1	50,0	50,1	50,04	50,04	50,06	49,72	50,0	50,0	50,0	50,0	
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд кВт·ч.)													
Расход ЭЭ на транспорт в сетях ВВЭС Пр.б. млрд кВт·ч)		0,9	0,4	0,3	0,5								
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		296	346	337									
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		161	129	126									
Расход натурального топлива	Газ (млн м³)												
	Мазут (тыс. т)												
	Уголь (тыс. т)												
Доля расхода топлива	Газ (%)												
	Мазут (%)												
	Уголь (%)												
Полезный отпуск ЭЭ (млрд кВт·ч)		2,5	2,2	4,2	3,5	3,7	3,6	3,55	3,31	3,28	3,31	3,65	
В т.ч.	Промышленность	0,6	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	1,12	1,04	0,90	0,90	1,10	
	Транспорт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,09	0,08	0,08	0,08	0,07	
	Сельское хозяйство	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,15	0,09	0,07	0,08	0,08	0,06	
	Комбыт	0,8	1,2	2,2	2,4	2,45	2,26	2,25	1,37	1,45	1,51	2,40	
	Прочие	0,8	1,1	1,0	1,0	0,5	0,5	0,65	0,75	0,77	0,74		
Себестоимость ЭЭ (Цент/кВт·ч)													
Себестоимость ТЭ (\$/Гкал)													
Средний тариф на ЭЭ (Цент/кВт·ч)		4,90	4,96	5,12	6,08	5,96	5,72	6,89	10,12	10,16	10,82	12,17	
В т.ч.	Промышленность	4,90	4,96	5,17	6,15	6,04	5,76	6,85	10,11	10,14	10,89	11,98	
	Население	4,90	4,96	5,11	6,40	5,90	5,97	6,86	10,11	10,17	10,81	12,39	
Средняя цена топлива (\$/т.н.т.)		82,9	75,6	78,7	126,3	130,8	153,9	200,3	273,6	303,1	344,7		
В т.ч.	Газ	72,9	77,9	71,2	87,8	85,9	133,3	172,9	237,5	263,9	250,1	372,29	
	Мазут	148,1	121,6	127,7	217,1	212,1	212,1	245,0	400,0	450,0	548,5		
	Уголь	27,8	27,2	37,3	74,1	94,5	116,2	183,0	187,2	195,4	235,5	221,11	

Законодательные и правовые акты, действующие в энергетике Республики Молдова

Законы Республики Молдова

"Об энергетике", № 1525-XIII от 19.02.1998 г.

"Об электроэнергии", № 124-XVIII от 23.12.2009 г.

"О газе", № 123-XVIII от 23.12.2009 г.

"Об энергосбережении", № 1136-XIV от 13.07.2000 г.

"Об управлении публичной собственностью и разгосударствлении", № 121-XVI от 04.05.2007 г.

"О реструктуризации задолженности энергопредприятий", № 336-XIV от 01.04.1999 г.

"О защите прав потребителей", № 105-XV от 13.03.03 г.

"Об инвестициях в предпринимательскую деятельность", № 81-XV от 18.03.2004 г.

"О возобновляемой энергии", № 160-XVI от 12.07.2007 г.

"Об энергоэффективности", № 142 от 02.07.2010 г.

Постановления Правительства Республики Молдова

"О создании некоторых государственных предприятий электроэнергетического сектора" № 1000 от 02.10.2000 г.

"Об утверждении Энергетической стратегии Республики Молдова до 2020 года" № 580 от 21.08.2007 г.

"Об утверждении Положения об основных условиях импорта/экспорта и транзита электрической энергии" № 583 от 15.06.2005 г.

"Об Агентстве по энергоэффективности", № 1173, от 21.12.2010 г.

Постановления Национального Агентства по Регулированию в Энергетике

"Об утверждении Методологии расчета на электрическую энергию, отпускаемую потребителям", № 256 от 10.08.2007 г.

"Об утверждении Методологии расчета, утверждения и пересмотра цен на дополнительные услуги, оказываемые предприятиями по распределению электроэнергии", № 245 от 02.05.2007 г.

"Об утверждении Положения о расширении распределительных электрических сетей и Положения о расширении распределительных сетей природного газа", № 439 от 19.05.2003 г.

"Об утверждении Положения о поставке и использовании электрической энергии", № 393 от 15.12.2010 г.

«Об утверждении правил рынка электрической энергии», № 75 от 12.12.2002 г., с последующими изменениями.

"Об утверждении Положения о качестве услуг по передаче и распределению электроэнергии», № 406 от 25.02.2011 г.

"Об утверждении Положения об измерении электрической энергии в коммерческих целях», № 382 от 02.07.2010 года.

«Об утверждении Технических норм для передающих электрических сетей», № 266 от 20.11.2007 г.

«Об утверждении Технических норм для распределительных электрических сетей», № 267 от 20.11.2007 г.

Государственное регулирование в энергетике

Регулирующий орган

Регулирование экономической и коммерческой деятельности энергетического сектора Республики осуществляется Национальным Агентством по Регулированию в Энергетике – НАРЭ.

НАРЭ – регулирующий центральный публичный орган, имеющий статус юридического лица. Положение о НАРЭ утверждается Парламентом.

НАРЭ в своей деятельности не подчиняется какому-либо государственному или частному органу, за исключением случаев установленных законом, в том числе в связи с назначением, освобождением членов Административного совета.

Основные функции регулирующего органа – разработка и утверждение Правил рынка электроэнергии, разработка методики расчета и утверждение тарифов, действующих на рынке, лицензирование участников рынка, установление обязательных для участников рынка условий по производству, передаче, распределению и поставке электроэнергии, поощрение конкуренции и инвестиций, в том числе иностранных, в электроэнергетику Республики и защита прав потребителей.

Решения НАРЭ могут быть обжалованы в судебной инстанции в соответствии с законодательством.

Разделение работы сети, генерации и поставки

Один из основополагающих принципов организации функционирования и развития рынка электрической энергии в Республике Молдова – разделение основных видов деятельности. Производство, поставка, передача и распределение электроэнергии осуществляются на основе отдельных лицензий. Закон "Об электроэнергии" исключает возможность совмещения любых из указанных видов деятельности одним юридическим лицом.

Электроэнергетический рынок

Основы оптового рынка электроэнергии в Республике установлены Законом "Об электроэнергии" за № 124-XVIII от 23.12.2009г. Принципы создания и функционирования рынка – демонаполизация электроэнергетического сектора экономики, его децентрализация и акционирование предприятий по производству и распределению электроэнергии, регулирование рынка независимым публичным органом.

В настоящее время участниками рынка электроэнергии в Республике Молдова являются три электрораспределительных предприятия, в том числе одно предприятие с иностранным капиталом (ICS "RED Union Fenosa" SA) и два предприятия (АО "RED Nord" и АО "RED Nord-Vest" со 100% государственной собственностью каждое), три тепловые электростанции на правах АО, одна гидроэлектростанция на правах государственного предприятия (ГП "Костештский гидроузел"), расположенная на правом берегу, другая – Дубоссарская ГЭС, расположенная на левом берегу, одна с частным капиталом (ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС России") и поставщик по нерегулируемым тарифам АО "ENERGOCOM".

Единое оперативно-технологическое управление электроэнергетической системой и передачу электрической энергии по основной сети энергосистемы осуществляет оператор

передающей сети и системы ГП "Moldelectrica" на основе выданной НАРЭ одной лицензии.

Открытие рынка

В соответствии с Законом РМ "Об электроэнергии" за № 124-XVIII от 23.12.2009 г, либерализация рынка электроэнергии будет проводиться по этапам, определенным НАРЭ после согласования с Правительством, в период до 1 января 2015 года.

В соответствии с Положением об аккредитации независимых потребителей, утвержденным постановлением Административного совета НАРЭ № 81 от 30 декабря 2002 года, потребитель электрической энергии, имеющий право заключать контракты на поставку электрической энергии и мощности с любым поставщиком электрической энергии, в том числе зарубежным, должен получить статус Независимого потребителя.

При аккредитации Независимого потребителя учитываются требования технологического, юридического, финансово-экономического характера, годовое потребление электроэнергии, удельный вес стоимости электроэнергии в общей стоимости продукции/услуг и др.

Список аккредитованных Независимых потребителей публикуется в средствах массовой информации. Уровень открытости рынка регулируется НАРЭ один раз в год.

Система ценообразования

Тарифы на производство, транспортировку и распределение электрической энергии утверждаются НАРЭ, устанавливаются как предельные и не могут быть выше тарифов для конечных потребителей и для заключения двусторонних договоров. Тарифы публикуются в Официальном мониторе Республики Молдова.

На оптовом рынке цена передачи электроэнергии отделена от цены поставки и производства электроэнергии.

Цены на электрическую энергию определяются в соответствии с "Методикой расчета и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию", утвержденной Постановлением Административного совета НАРЭ.

Регулирование торговли и поставок электроэнергии

Право торговать электроэнергией предоставлено всем обладателям лицензий на поставку электроэнергии по регулируемым и нерегулируемым тарифам.

Производители электроэнергии – теплоэлектростанции, Костештская гидроэлектростанция.

Поставщики электроэнергии и независимые потребители заключают договора на покупку всей электрической энергии, производимой теплоэлектростанциями, по регулируемым тарифам,

Производителем по нерегулируемым тарифам является ЗАО "Молдавская ГРЭС" и "Укринтерэнерго".

Поставки электрической энергии и мощности из левобережья Республики Молдова и Украины, а также транзитом через Молдову в Румынию, выполняются в соответствии с заключенными контрактами, соглашениями/договорами или другими действующими документами, подписанными также техническими и коммерческими операторами энергосистем.

Международное сотрудничество в электроэнергетике

Республика Молдова поддерживает и активно участвует в разработках документальной основы формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ и последующей интеграции в общий электроэнергетический рынок стран

Европы. Вхождение в Европейский электроэнергетический рынок соответствует целям и задачам международной политики Республики Молдова и является ее стратегической долгосрочной целью.

ГП "Moldelectrica" является исполнителем технических и эксплуатационных условий действующего "Технического соглашения об обеспечении параллельной работы ОЭС Украины и Молдавской энергосистемы" (с 29 августа 2001 г.).

Инвестиции в энергетику Республики Молдова

Иностранные инвестиции также защищены действующим Законом "Об инвестициях в предпринимательскую деятельность", введенным в действие 18.03.2004 года.

Испанская компания ÍCS "RED Union Fenosa" SA – владелец единого электrorаспределительного предприятия, образованного в результате слияния трех распределительных предприятий в январе 2008 года, инвестировала в эти предприятия с 2000 года в течение 10 лет более 120 млн.\$.

Проект "Energy II", предназначенный для проведения модернизации в электротехническом и теплоэнергетическом секторах, финансируется за счет кредита Мирового банка, предоставленного Республике Молдова в 2004 году.

Проектом предусмотрено выделение Республике Молдова кредита Мирового банка в сумме 35 млн.\$, в том числе, 10 млн.\$ на теплоэнергетику и 25 млн.\$ на электроэнергетику. Условием кредитования электроэнергетического сектора предусмотрено использование для целей Проекта 3,5 млн.\$ из собственных средств заемщика - ГП "Moldelectrica".

Теплоэнергетическая составляющая Проекта предусматривает строительство теплоцентралей для ряда публичных объектов социального назначения: школ, детских садов, больниц и социально-культурных учреждений. В 2002 году в процессе подготовки Проекта в г. Унгень была развернута пилотная деятельность, в рамках которой были построены 4 теплоцентрали общей мощностью 12 МВт, которые обеспечивают теплом ряд публичных объектов и жилищных блоков в г. Унгень, стоимость которых составляет 690 тыс.\$ США.

В рамках первой фазы Проекта, начавшейся в 2004 году, построены 12 теплоцентралей в 4-х городах: Флорешть, Фэлешть, Кантемир и Стрэшень для теплоснабжения 20-ти публичных объектов, в том числе, 8 школьных учреждений, 5 детских садов и 7 социально-культурных учреждений (общая стоимость 1329 тыс.\$ США).

В рамках второй очереди построены 9 теплоцентралей, которые обеспечивают теплоэнергией публичные объекты социального назначения: райбольницы в городах Леово, Ниспорень, Бричень, Яловень и Фэлешть, Леовский лицей им. Л. Толстого и 3 объекта Минздрава: Республиканская детская больница им. Е. Коцага, Бельцкий центр переливания крови и Северная станция скорой медицинской помощи в г. Бэлць (общая стоимость 2191 тыс.\$ США).

Наряду с теплоцентралями были сооружены новые теплосети к зданиям, индивидуальные теплопункты и осуществлено необходимое обновление внутренних систем отопления. Во многих зданиях медицинских учреждений были установлены теплообменники для горячего водоснабжения. Технические требования для оборудования и функционирования теплоцентралей и иных систем, включенных в проект, предусматривают высокую эффективность и функционирование установок в автоматическом режиме. Теплоцентрали и другие системы, установленные в рамках проекта, позволят учреждениям функционировать в нормальных условиях.

Важной составляющей Проекта является строительство отдельных централей с паровыми котлами и системами, необходимыми для обеспечения технологическим паром, хозяйственной горячей водой и резервным теплоагентом для медицинских учреждений

национального значения: Республиканская клиническая больница, Онкологический институт и Кардиологический институт. Завершение монтажных работ и сдача в эксплуатацию будет осуществлена до начала отопительного сезона. В центре размещения и реабилитации для детей раннего возраста в 2006 г. была построена одна теплоцентраль. В Республиканской клинической больнице и Онкологическом институте начались работы по реконструкции внутренних систем отопления и горячего водоснабжения, которые предусматривались четвертой очередью теплоэнергетической составляющей Проекта.

Таким образом, вместе с теплоцентралями, построенными в 2002 г., в рамках Проекта построены уже 26 теплоцентралей и строятся еще две. В целом 28 теплоцентралей будут обслуживать 38 объектов социального назначения.

Электроэнергетическая составляющая Проекта предусматривает развитие и реновацию магистральных высоковольтных электрических сетей, создание современной автоматизированной системы диспетчерского управления SCADA, системы коммерческого учета электроэнергии и перетоков мощности в передающей сети и современной системы связи и телекоммуникаций, отвечающих требованиям надежности функционирования Молдавской энергосистемы в условиях рыночных отношений в электроэнергетике республики.

Инфраструктура передачи электроэнергии

Оперативно-технологическая деятельность в электроэнергетической системе осуществляется оператором передающей сети в соответствии с лицензией на передачу электроэнергии.

Оператор передающей сети и системы регистрирует договоры на поставку электроэнергии в соответствии с положениями, утвержденными НАРЭ.

Баланс электрической энергии формируется следующим образом: ежегодно предприятия поставщики электрической энергии и независимые потребители представляют оператору системы месячный прогноз собственного потребления на следующий календарный год. В нем указаны пиковые нагрузки, согласованные в двустороннем порядке.

Производители электрической энергии ежегодно представляют оператору передающей сети и системы прогноз выработки и отпуска электрической энергии с указанием максимальной и минимальной мощности, величину располагаемой мощности, возможности и диапазон регулирования, планируемые изменения в составе генерирующего оборудования, годовые планы ремонтов и другие параметры, влияющие на работу генерирующего оборудования.

Ежегодно оператор передающей сети и системы, основываясь на данных, полученных от поставщиков, независимых потребителей, производителей и собственных данных, должен разработать и представить всем поставщикам электроэнергии и независимым потребителям месячные прогнозы потребления электрической энергии. В них должны быть указаны графики нагрузки на следующий календарный год, а также, пиковых нагрузок в согласованные в двустороннем порядке характерные дни.

Основываясь на собственном прогнозе и его оценке оператором передающей сети и системы, поставщики электроэнергии и независимые потребители заключают двусторонние контракты с производителями и поставщиками электрической энергии. Эти контракты должны обеспечить покрытие нагрузки в течение каждого часа суток следующего календарного года.

Структурная схема управления электроэнергетикой Республики Молдова



СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЛДАВСКОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ

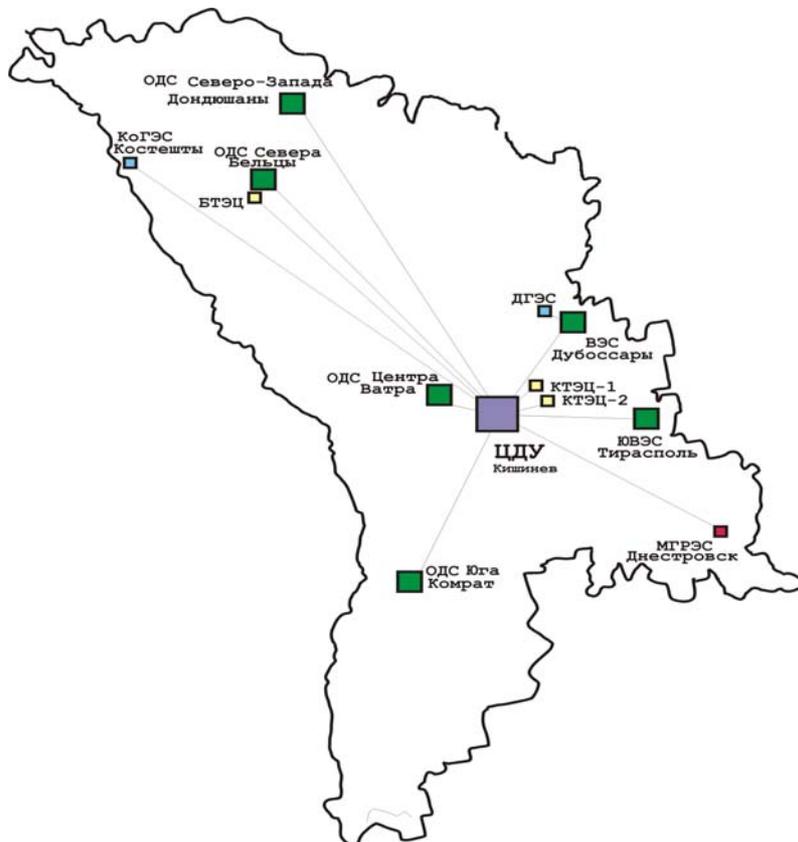
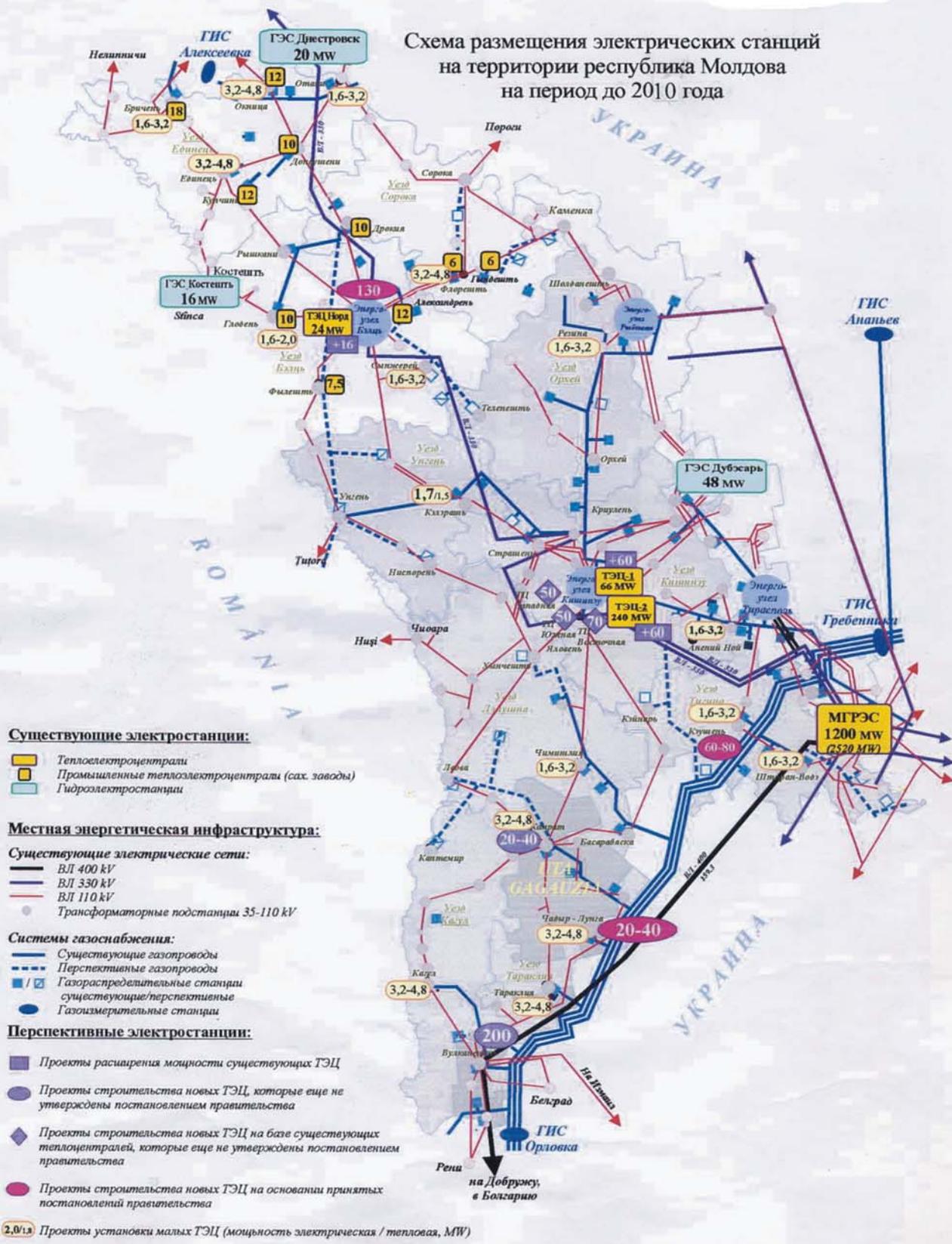
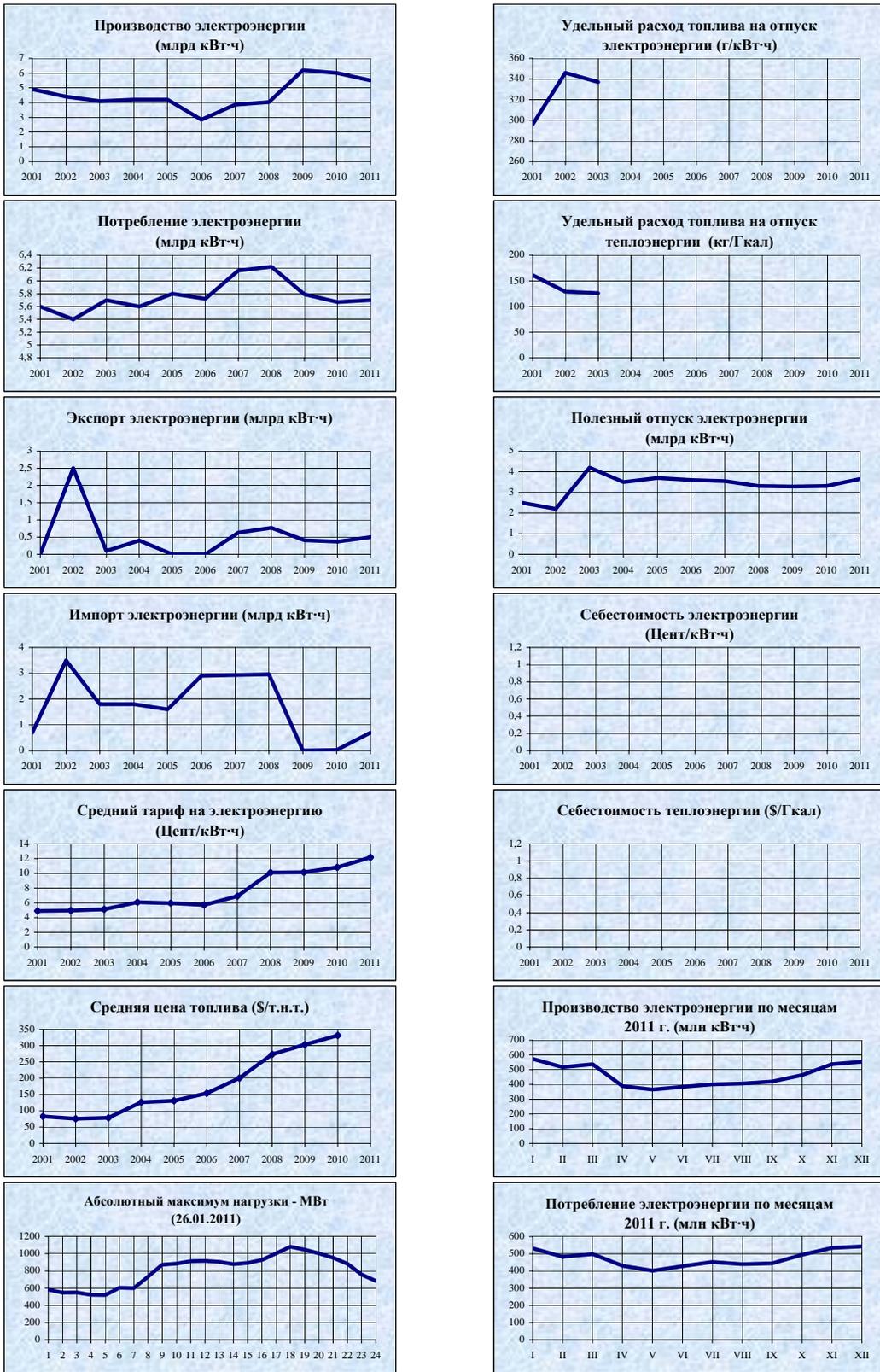


Схема размещения электрических станций на территории республика Молдова на период до 2010 года



Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы Республики Молдова



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 утверждённом 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 завершён 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.

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 99,99% календарного времени работает с нормативной частотой электрического тока $50 \pm 0,05$ Гц, что характеризует неизменно высокое качество электроснабжения.

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 и 2011 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 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 2008г. 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, введённых 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 за эффективным использованием энергоресурсов (в том числе в сфере электроэнергетики и теплоснабжения, удельный вес которой в общем объеме потребления топлива в стране составляет около 70%).

Государственной Думой 21 ноября 2008 года были приняты в первом чтении проекты федеральных законов «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» и «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в целях повышения энергетической и экологической эффективности российской экономики, а 23 ноября 2009 года Правительством Российской Федерации был утверждён 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 энергоёмкости 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 пилотных 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 электроэнергетики.

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 (PCY). Рынок системных услуг является действенным механизмом привлечения генерирующих компаний и потребителей электроэнергии к регулированию частоты и напряжения в энергосистеме, а также развитию систем противоаварийной автоматики. Принципы функционирования PCY 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;

- конкурентные механизмы торговли мощностью: долго- и среднесрочные двусторонние договоры, купля/продажа мощности на конкурентных отборах;

- 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, не сообщающихся между собой географических зон: первая ценовая зона (Европейская часть России и Урал), вторая ценовая зона (Сибирь) и неценовые зоны (территории Архангельской области, Калининградской области, Республики Коми и территория Дальнего Востока).

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 сальдирования мощности.

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

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

Постановлением также регламентируется обязательная двухставочная цена по оплате крупными потребителями (с максимальной мощностью свыше 670 киловатт) электрической энергии и мощности. Такими потребителями отдельно 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 текущего года, потребителям для выхода на оптовый рынок не потребуется получение тарифно-балансовых решений. Для потребителей с присоединенной мощностью менее 2 МВА отменяется 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, исходя из предельных уровней затрат. Такой подход позволит 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 гарантирующие 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 гарантирующие поставщики покупают электроэнергию на розничных рынках, «наследуется» гарантирующими поставщиками – участниками оптового рынка, у которых покупалась электроэнергия.

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 гарантирующего 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 гарантирующих 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 гарантирующий 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 непредоставление 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.

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.

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 свыше 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.

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 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.

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.

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 послужило внедрение метода тарифного регулирования RAB, обеспечивающего переход на долгосрочные тарифы и окупаемость инвестиций. В 2009 году на этот метод перешли несколько пилотных распределительных сетевых компаний, в 2010 г. на этот метод переходит Федеральная сетевая компания (ОАО «ФСК ЕЭС»).

Кроме этого в сфере развития электросетевого комплекса в 2010 году были апробированы следующие мероприятия, обеспечивающие:

- оптимизацию конфигурации и 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;

- надежность и достаточную пропускную способность, за счёт аудита состояния электросетевого комплекса и создания системы мониторинга распределительных электрических сетей;

- выполнение работ по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей на основе обеспечивающих их надежное и эффективное функционирование новых электросетевых технологий и современного оборудования, соответствующего по своему уровню лучшим зарубежным образцам, создание высокоинтегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей нового поколения в ЕЭС России (интеллектуальные сети - Smart Grids);

- 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;

- использование низкотемпературных сверхпроводниковых индукционных накопителей электрической энергии для электрических сетей и гарантированного электроснабжения ответственных потребителей;

- широкое развитие распределенной генерации;

- 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 около 30 тыс. 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.

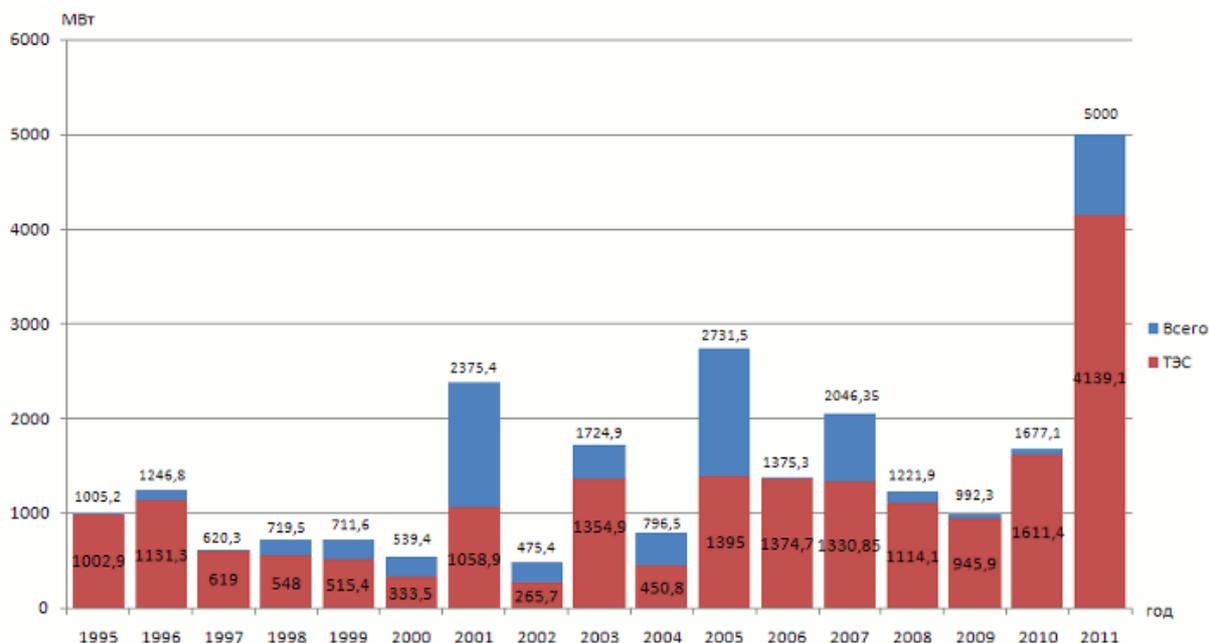
В частности, просрочка поставки более чем на год, приводит к продаже всей отобранной на КОМ мощности Участника по тарифу. В случае неисполнения или несвоевременного исполнения ДПМ генерирующие компании несут ответственность из расчета 37,5% от цены продажи мощности соответствующего объекта ДПМ.

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.

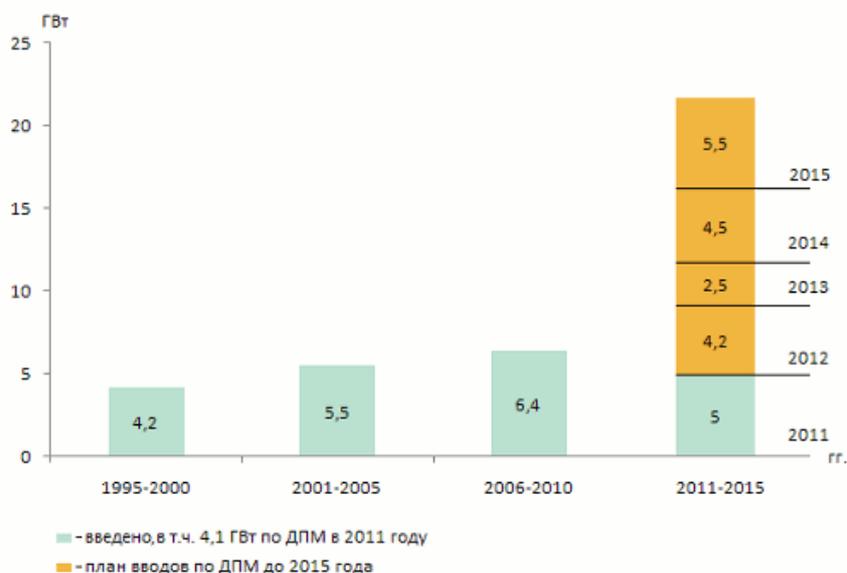
Благодаря данному механизму привлечения инвестиций в 2011 году введено больше мощностей в тепловой генерации, чем в любой год, начиная с 1995 года. Кроме того, в 2011 году концерн «Росэнергоатом» начал осуществлять поставку мощности второго энергоблока Волгодонской АЭС 1 ГВт.

В совокупности в 2011 году введено около 5 ГВт генерирующих мощностей, в том числе по объектам ДПМ 4,1 ГВт. Данный показатель является наибольшим за последнее десятилетие.

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, охватывающих все уровни ЕЭС России».

В 2010 году в Минэнерго России активно проводились работы, направленные на мобилизацию финансовых ресурсов энергетических компаний с государственным участием для проведения программ НИОКР. В 2008-2009 гг. в среднем по отрасли доля затрат на НИОКР по отношению к выручке компаний составила примерно 0,2%. Только в 2010 г. доля затрат на НИОКР от реализации некоторых компаний (ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС») составила около 1%.

Для инновационного развития отрасли формируется серьезная финансовая база. Если же сравнивать объемы вложений в исследования и разработки за период 2008-2010 гг. и период 2011-2012 гг., то в целом для энергокомпаний с государственным участием этот объем в абсолютном выражении составит примерно 54 млрд. руб., что почти в 23 раза больше, чем за предыдущие 3 года.

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,¹ а также о необходимости формирования в России технологических платформ.¹

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.

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»,
- «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 в 2010 году 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 позволяют 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 разукomплектованного котлоагрегата, а также замещение отработавшей парковый ресурс и демонтированной в 2002 году турбины на турбоустановку К-100-90-6, находящуюся в неэксплуатируемом 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.



Машинный зал Егорлыкской 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

Без разработки и совершенствования нормативно-правовой базы невозможно было решение базовых проблем в ТЭК. В течение 2009 г. и I квартала 2010 г. приняты 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 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»

Федеральный закон от 9 марта 2010 г. № 26-ФЗ «О внесении изменений в статью 32 Федерального закона «Об электроэнергетике», в части включения тепловых электростанций, вырабатывающих электрическую энергию с использованием в качестве основного топлива нефтяного (попутного) газа или продуктов его переработки, в список организаций, объем производства электрической энергии которых на оптовом рынке, принимается во вторую очередь.

В 2010 году для законодательного обеспечения завершения переходного периода реформирования электроэнергетики принят Федеральный закон от 26 июля 2010 г. № 187-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и Федеральный закон «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период».

В результате установлена обязанность производителей по заключению договоров поставки электрической энергии (мощности) для целей поставки населению, а также с покупателями, функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, определено понятие неценовых зон оптового рынка, установлен единый порядок и принципы государственного регулирования в электроэнергетике, а также закреплена обязанность владельцев генерирующего оборудования, установленная мощность которых равна или превышает 25 МВт реализовывать производимую электрическую энергию (мощность) только на оптовом рынке.

Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем. Определяет полномочия органов власти по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, а также права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

В целях обеспечения системной надежности функционирования электроэнергетики принят Федеральный закон от 28 декабря 2010 г. № 401-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в Федеральные законы «Об акционерных обществах» и «Об обществах с ограниченной ответственностью»). Таким образом, исключена необходимость одобрения органами управления юридических лиц - участников ОРЭМ, сделок, совершаемых на ОРЭМ.

Постановление Правительства Российской Федерации от 14 февраля 2009 г. № 114 «О порядке отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике».

Постановление Правительства Российской Федерации от 24 февраля 2009 г. № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

Постановление Правительства Российской Федерации от 21 апреля 2009 г. № 334 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования порядка технологического присоединения потребителей к электрическим сетям».

Постановление Правительства Российской Федерации от 15 июня 2009 г. № 492 «О существенных условиях и порядке разрешения разногласий о праве заключения договоров в отношении объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть».

Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», предусматривающее комплексное регулирование вопросов разработки и утверждения трех документов, формируемых для целей развития электроэнергетики: генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, схемы и программы развития ЕЭС России, включающей в себя схему развития единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) и схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

Постановление Правительства Российской Федерации от 28 октября 2009 г. № 846 «Об утверждении правил расследования причин аварий в электроэнергетике».

Постановление Правительства Российской Федерации от 9 ноября 2009 г. № 910 «О порядке определения стоимости и оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике».

Постановление Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2009 г. № 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».

Постановление Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», определяющее порядок утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах

которых участвует государство, и сетевых организаций, а также контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Постановление Правительства Российской Федерации от 5 февраля 2010 г. № 58 «О внесении изменений в Правила квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии». Уточнены условия и порядок признания генерирующих объектов в качестве функционирующих на основе использования ВИЭ.

Постановление Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 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», определяет необходимость разработки методических указаний:

по расчету цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности;

по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети и по распределительным сетям.

Постановление Правительства Российской Федерации от 13 апреля 2010 г. № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода» утверждает:

правила определения максимальной и минимальной цены на мощность для проведения конкурентных отборов мощности;

правила определения цены на мощность, продаваемую по договорам о предоставлении мощности;

правила индексации цены на мощность;

правила расчета составляющей цены на мощность, обеспечивающей возврат капитальных и эксплуатационных затрат.

Постановление Правительства Российской Федерации от 21 апреля 2010 г. № 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» утверждает Правила, определяющие порядок организации и проведения открытых конкурсов инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электроэнергии.

Постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 341 «Об утверждении Положения об особенностях предоставления технических условий, определения платы за технологическое присоединение и особенностях технологического присоединения к объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии на территории муниципального образования город-курорт Сочи в период организации и проведения XXII Олимпийских зимних игр и XI Паралимпийских зимних игр 2014 года и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 344 «О расчете стоимости электрической энергии (мощности) для потребителей в переходный период на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка» определяет особенности расчета стоимости электроэнергии (мощности) для потребителей в переходный период на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, в том числе утверждает:

предельный уровень цен на электроэнергию на 2010 год для заключения двусторонних договоров купли-продажи;

правила применения цен (тарифов), определения стоимости электроэнергии (мощности), реализуемой на розничных рынках по регулируемым ценам (тарифам), оплаты отклонений, возмещения расходов в связи с изменением договорного объема потребления электроэнергии (мощности);

«методику формирования ставок на электроэнергию и (или) мощность, приобретаемые и (или) продаваемые по регулируемым ценам (тарифам) на указанных территориях».

Постановление Правительства Российской Федерации от 1 июня 2010 г. № 391 «О порядке создания государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и условий для ее функционирования» утверждает Правила, определяющие порядок создания государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (далее – государственная информационная система) и условий для ее функционирования, а также перечень информации в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, подлежащей включению в государственную информационную систему.

Постановление Правительства Российской Федерации от 9 августа 2010 г. № 609 «О внесении изменений в стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничного рынков электрической энергии» вносит изменения в стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электроэнергии, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. Устанавливает требования к составу информации, раскрываемой субъектами оптового и розничных рынков электроэнергии, в том числе субъектами естественных монополий, за исключением потребителей электроэнергии (далее - субъекты рынков электроэнергии), а также к порядку, способам и срокам ее раскрытия.

Постановление Правительства Российской Федерации от 2 сентября 2010 г. № 670 «Об индикативных ценах на электрическую энергию и мощность для республики Дагестан и Карачаево-Черкесской Республики».

Постановление Правительства Российской Федерации от 24 сентября 2010 г. № 759 «О совершенствовании порядка технологического присоединения потребителей к электрическим сетям» утверждает изменения Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям в части:

применения модульных схем технологического присоединения энергопринимающих устройств; внесения в Правила изменений, устанавливающих порядок разработки и согласования схемы выдачи мощности объектов по производству электроэнергии;

изменений процедуры взаимодействия сетевой организации с системным оператором по вопросам технологического присоединения.

Постановление Правительства Российской Федерации от 28 сентября 2010 г. № 764 «Об утверждении правил осуществления контроля за соблюдением субъектами естественных монополий стандартов раскрытия информации» определяется порядок контроля соблюдения стандартов раскрытия информации, подлежащей свободному доступу, субъектами естественных монополий. Контроль осуществляется в отношении:

полноты и достоверности раскрытия информации; источника опубликования информации;

сроков, периодичности и порядка раскрытия информации;

форм предоставления информации и правил их заполнения.

Постановление Правительства Российской Федерации от 29 сентября 2010 г. № 770 «Об определении территорий неценовых зон оптового рынка электрической энергии (мощности)» определяет перечень территорий неценовых зон оптового рынка электроэнергии (мощности), в границах которых оптовая торговля электроэнергией (мощностью) осуществляется по регулируемым ценам (тарифам).

Постановление Правительства Российской Федерации от 29 сентября 2010 г. № 779 «О внесении изменения в Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» описывает процедуру продления срока действия первого 3-летнего долгосрочного периода регулирования для организаций, регулирование тарифов которых осуществляется Федеральной службой по тарифам на основе долгосрочных параметров регулирования, в том числе с применением метода доходности инвестированного капитала.

Постановление Правительства Российской Федерации от 24 декабря 2010 г. № 1107 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода», для обеспечения принятия в 2010 году необходимых тарифно-балансовых решений и совершения организационных действий для обеспечения внедрения в 2011 году целевой модели оптового рынка, в том числе уточнение понятия «неценовые зоны оптового рынка», регламентирована обязанность производителей по заключению договоров поставки электрической энергии (мощности) для целей поставки населению, а также с покупателями, функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, упрощение доступа к торговой системе оптового рынка и получения (лишения) статуса субъекта оптового рынка.

Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 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» (целевая модель), для определения функционирования целевой модели оптового рынка электрической энергии и мощности, уточнение расчетов стоимости потерь и системных ограничений по свободным договорам, а также порядка определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, нормативного закрепления особенностей правового статуса производителей, осуществляющих поставку в вынужденном режиме.

Постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2010 г. № 1242 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования розничных рынков электрической энергии» вносит изменения в порядок определения и применения гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электроэнергию (мощность); утверждает порядок определения объема мощности, используемой при установлении и применении тарифов на услуги по передаче электроэнергии (мощности); уточняет порядок установления регулируемых тарифов для потребителей на розничном рынке.

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года».

Приказ ФАС Российской Федерации от 10 сентября 2010 г. № 515 «Об утверждении методики проверки соответствия ценовых заявок на продажу мощности требованию экономической обоснованности». Зарегистрирован в Минюсте Российской Федерации 27 декабря 2010 г. № 19390 утверждает методику проверки экономической обоснованности ценовых заявок поставщиков мощности на оптовом рынке электроэнергии (мощности) на основе метода доходности инвестированного капитала и критерия минимизации совокупной стоимости мощности с учетом информации и сведений о прогнозных рыночных ценах на

мощность, стоимости альтернативных инвестиционных проектов и мероприятий по энергосбережению.

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 Российская Федерация 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» предусматривалась 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.

Восстановлена параллельная работа с энергосистемами Украины, Грузии и Азербайджана. Через ОЭС Казахстана осуществляется параллельная работа с ОЭС Центральной Азии, а через ОЭС Украины – с энергосистемой Молдовы. Подписаны соответствующие Межправительственные соглашения и договора.

В настоящее время ЕЭС России работает в синхронном режиме с единой частотой электрического тока с энергосистемами Азербайджана, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Латвии, Литвы, Молдавии, Монголии, Украины и Эстонии, Киргизии и Узбекистана.

Совместно с ЕЭС России через устройства Выборгского преобразовательного комплекса работает энергосистема Финляндии. Параллельно с энергосистемой Норвегии

работают отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы, с энергосистемой Финляндии – отдельные генераторы ГЭС Ленинградской 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.

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	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Количество работающих (тыс. чел)	942	928	893	868	1377	1390	1374	1357	1367	1384	
Общее количество компаний-производителей электроэнергии	106	112	114	-	-	-	-	45	45		68
Количество операторов передающей системы	1	1	1	-	-	-	-	1	1	1	1
Количество крупных распределительных компаний	74	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	300/325	4/4	2500
9	Ириклинская ГРЭС	300	8	2400
10	Пермская ГРЭС	800	3	2400
11	Новочеркасская ГРЭС	264	7	1848
12	Киришская ГРЭС	40/50/60/300	2/2/2/6	2100
13	Троицкая ГРЭС	85/278/485	3/3/2	2059
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)	333,3	9	3000
5	Усть-Илимская ГЭС	240	16	3840
6	Волжская ГЭС (г.Волжский)	11/115/120/125,5	1/15/4/3	2592,5
7	Жигулёвская ГЭС	115/120/125,5	14/4/2	2341
8	Бурейская ГЭС	335	6	2010

9	Чебоксарская ГЭС	44/78	1/17	1370
10	Саратовская ГЭС	10/45/60	1/2/21	1360
11	Зейская ГЭС	215/225	2/4	1330
12	Нижекамская 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	500	8	4000
2	Ленинградская АЭС	500	8	4000
3	Курская АЭС	500	8	4000
4	Смоленская АЭС	500	6	3000
5	Калининская АЭС	500	6	3000
6	Нововоронежская АЭС	220/500	4/2	1834
7	Кольская АЭС	220	8	1760
8	Ростовская АЭС	500	4	2000

Строительство и реконструкция электростанций

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		2330	640	2088	965	2867	1479	2124	1322	1290,7	2902,5	4726,2
В т.ч.	На ТЭС	1036	272	1581	512	1530	1479	1408	1214	1224,8	1836,8	4682,4
	В т.ч. ПГУ и ГТУ	466	8	235	84	994	528	1120	920	629,2	1661,07	4368,82
	На ГЭС	294	368	507	453	336,5	-	716	108	65,9	65,7	14,2
	На АЭС	1000	-	-	-	1000	-	-	-	-	1000	-
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)		519	472	855	357	1037	159	253	433		297,6	147,12
В т.ч.	На ТЭС	351	244	718	221	747	159	238	108		260,3	103,37
	В т.ч. ПГУ и ГТУ			235	6	213	-	-	-		-	-
	На ГЭС	168	228	137	136	290	-	15	325		37,3	30,5
	На АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		314	1221	849	718,2	260	391	414	1074	363	1027,5	1525,1
В т.ч.	На ТЭС	264	1106	716	-	260	390	414	636		845,5	1525,1
	На ГЭС	50	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 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 – Ингури ГЭС (ВЛ "Кавкасион")	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 - Суяндук 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 (Кзыл-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	Киембаи - 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	44	Казахстан	Урала	Восточная - Аккарга	10
61	45	Казахстан	Волги	Южная - Степная	220
62	46	Казахстан	Волги	Кинель (с отпайкой на ПС Южная) - Уральская	220
63	47	Казахстан	Волги	Южная - отпайка от ВЛ "Кинель - Уральская"	220
64	48	Казахстан	Волги	Балаковская АЭС - Степная	220
65	49	Казахстан	Волги	Озинки - Семиглавый Мар	110
66	50	Казахстан	Волги	Александров Гай - Казталовка	35
67	51	Казахстан	Волги	Новоузенск - Богатырево	35
68	52	Казахстан	Волги	Петропавловка - Джаксыбай	35
69	53	Казахстан	Урала	Троицкая ГРЭС - Сокол	500
70	54	Казахстан	Урала	Челябинская - Кустанай	500
71	55	Казахстан	Урала	Троицкая ГРЭС - Приуральская	220
72	56	Казахстан	Урала	ПС Южно-Уральский рудник, фидер 2	6
73	57	Казахстан	Урала	ПС Южно-Уральский рудник, фидер 3	6
74	58	Казахстан	Урала	ПС Южно-Уральский рудник, фидер 22	6
75	59	Казахстан	Урала	Карталы - Кара-Оба	110
76	60	Казахстан	Урала	Ракитное - Баталы	110
77	61	Казахстан	Урала	Троицкая ГРЭС - Станционная	110
78	62	Казахстан	Урала	Саламат-тяга (ЮУЖД) - Босколь-тяга (ЮУЖД)	110
79	63	Казахстан	Урала	Саламат-тяга (ЮУЖД) - Магнай-тяга (ЮУЖД)	110
80	64	Казахстан	Урала	Троицкая ГРЭС - Еманкино (ЮУЖД)	110
81	65	Казахстан	Урала	Восточная - Пригородная	110
82	66	Казахстан	Урала	Троицкая ГРЭС - Магнай-тяга (ЮУЖД)	110
83	67	Казахстан	Урала	Строительная - Багерная 2 (с отпайкой на Багерную 1)	35
84	68	Казахстан	Урала	Строительная-Шубаркуль (отпайкой на Багерную 1,2)	35
85	69	Казахстан	Урала	Отпайка от ВЛ 10 кВ ПС Золотая сопка - ВЛ Бугристовое на ТП-2140П	10
86	70	Казахстан	Урала	Отпайка от ВЛ 10 кВ ПС Золотая сопка - ВЛ Таможня на ТП-2141П	10

87	71	Казахстан	РК (ЮУЖД)	Троицкая ГРЭС - Босколь тяга	110
88	1	Китай	Востока	Благовещенск - Хэйхэ	110
89	2	Китай	Востока	Сиваки - Шипачжань с отпайкой на ПС Байна	110
90	3	Китай	Востока	Благовещенская – Айгунь 1, 2	220
91	4	Китай	Востока	Амурская - Хэйхэ	500
92	1	Латвия	Северо-Запада	Великорецкая - Резекне	330
93	1	Литва	Северо-Запада	Советск - Клайпеда Л-325	330
94	2	Литва	Северо-Запада	Советск - Круони ГАЭС Л-447	330
95	3	Литва	Северо-Запада	Советск - Пагегай, Л-104, Л-105	110
96	4	Литва	Северо-Запада	Советск - Юрбаркас Л-326	330
97	5	Литва	Северо-Запада	Нестеров - Кибартай Л-130	110
98	6	Литва	Северо-Запада	Войсковая часть 2114 - Кудиркос Науместис	10
99	7	Литва	Северо-Запада	Рыбачий - Нида	10
100	8	Литва	Северо-Запада	Куршская Коса - Нида	10
101	1	Монголия	Сибири	2 ВЛ Селендума - Дархан С-257, С-258	220
102	2	Монголия	Сибири	Монды - Турта	10
103	3	Монголия	Сибири	Хандагайты КТП-11 - КТП Монголия	0,4
104	4	Монголия	Сибири	Чадан-Хандагайты-Улангом, С-458	110
105	5	Монголия	Сибири	Хандагайты Таможенный пункт - с отпайкой на ПС Давст	10
106	6	Монголия	Сибири	Эрзин - Нарын с отпайкой Молдурга с отпайкой КПП "Цаган-Тологой" с отпайкой КПП "Арц-Суурь" (МНР)	10
107	7	Монголия	Сибири	Оо-Шынаа – сомон Тэс	10
108	8	Монголия	Сибири	Верхний Ульхун (отп. ВЛ-10 кВ "Гос. Граница) - Ульхан-Майхан	10
109	9	Монголия	Сибири	Соловьевск - Эренцав	10
110	1	Украина	Центра	Белгород - Змиевская ТЭС {отпайка на ПС Лосево}	330
111	2	Украина	Центра	Валуйки - Змиевская ТЭС	330
112	3	Украина	Центра	Шебекино - Лосево	330
113	4	Украина	Центра	Ново-Воронежская АЭС - Донбасская	500
114	5	Украина	Центра	Курская АЭС - Североукраинская	750
115	6	Украина	Центра	Курская АЭС - Шостка	330
116	7	Украина	Центра	Курская АЭС - Сумы Северная	330
117	8	Украина	Центра	Суджа - Сумы	110
118	9	Украина	Центра	Теткино - Белополье	110
119	10	Украина	Юга	Шахты Ш-30 - Победа	500
120	11	Украина	Юга	ППТ Волжская ГЭС - Михайловка	400
121	12	Украина	Юга	Сысоево - Луганская ТЭС	220
122	13	Украина	Юга	Сысоево - Великоцкая	220

123	14	Украина	Юга	Таганрог Т-15 - Амвросиевка	220
124	15	Украина	Юга	Матвеев Курган - Квашино-тяговая	110
125	16	Украина	Юга	Гундорвка - отпайка от Центральная- Тяговая	110
126	17	Украина	Юга	Новочеркасская ГРЭС - Южная	330
127	18	Украина	Юга	Придонская с отпайкой на Кантемировку - Зориновка	110
128	1	Южная Осетия	Юга	Северный портал - Джава	110
129	2	Южная Осетия	Юга	Эзминская ГЭС - Казбеги (ВЛ "Дарьяли")	110
130	1	Финляндия	Северо-Запада	ВЛ Выборг - Кюми	400
131	2	Финляндия	Северо-Запада	ВЛ Выборг - Юлликяля I	400
132	3	Финляндия	Северо-Запада	ВЛ Выборг - Юлликяля II	400
133	4	Финляндия	Северо-Запада	ГЭС-11 Иматра	110
134	1	Эстония	Северо-Запада	Кингисепп - Эстонская ГРЭС Л-373	330
135	2	Эстония	Северо-Запада	Ленинградская - Балтийская ГРЭС (Л-374)	330
136	3	Эстония	Северо-Запада	Псков - Тарту	330
137	1	Норвегия	Северо-Запада	Борисоглебская ГЭС 8-Киркинэс	154
138	2	Норвегия	Северо-Запада	Борисоглебская- ГЭС-8 норвежский пограничный пункт «Сколтефосснаккен»	0.4
139	3	Норвегия	Северо-Запада	ГЭС-6 «Раякоски-норвежский пограничный пункт «Гренсеберг»	0.4

Всего межгосударственных линий электропередач:		139
Из них:	Азербайджан	2
	Абхазия	2
	Беларусь	11
	Грузия	1
	Казахстан	71
	Китай	4
	Латвия	1
	Литва	8
	Монголия	9
	Украина	18
	Южная Осетия	2
	Финляндия	4
	Эстония	3
	Норвегия	3

По состоянию на 1 января 2010 года общая протяженность линий электропередачи – воздушных в одноцепном исчислении (ВЛ) и силовых кабельных линий (КЛ) в целом по электрическим сетям России (без учета филиала ОАО «Колымаэнерго – Колымские электрические сети) – составила 2590,2 тыс.км.

Линии электропередачи (ЛЭП), образующие ЕНЭС и участвующие в передаче электроэнергии, составляют 5,3% общей протяженности ЛЭП по цепям, а ВЛ и КЛ, участвующие в распределении электроэнергии, - 94,7%.

Протяженность ВЛ и КЛ по классам напряжения представлена в таблице

Протяжённость ВЛ и КЛ на 1.01.2010 (по цепям)

Класс напряжения	Протяжённость, тыс. км
Системообразующие ВЛ 220 кВ и выше	156,1
ВЛ 35 - 154 кВ	502,0
ВЛ 0,38 - 20кВ	1776,9
КЛ 35 кВ и выше	2,9
КЛ 0,38 - 20 кВ	152,3
Всего	2590,2

В составе ЕЭС России работают семь Объединенных энергосистем. 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.

Годовой максимум потребления ЕЭС России зафиксирован в 18-00 20.01.2011 и составил 147,8 тыс. МВт. Нагрузка электростанций ЕЭС России составила 149,6 тыс. МВт. Максимум нагрузки электростанций Российской Федерации составил 151,5 тыс. МВт.

По ряду энергообъединений и энергосистем уровень потребления мощности 2011 года превысил исторический максимум (Белгородская ЭС, Ингушская ЭС, Дагестанская ЭС, Кубанская ЭС, ЭС Приморского края).

Единая энергосистема России в 2011 году 100% календарного времени работала с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТ 13109-97. Кроме того, в 2011 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 2011 года были зафиксированы кратковременные отклонения частоты электрического тока в 1 синхронной зоне ЕЭС России, не нарушающие требования указанного Стандарта. В 2011 году суммарная продолжительность работы 1 синхронной зоны ЕЭС России с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 43,5 минуты, а с частотой менее 49,95 Гц – 33,5 минуты.

Установленная мощность электростанций Российской Федерации на 01.01.2012 составила 223638,0 МВт. По ЕЭС России установленная мощность электростанций достигла величины 218235,8 МВт.

Структура установленной мощности электростанций Российской Федерации на 01.01.2012: из 223638,0 МВт установленной мощности электростанций, 151691,7 МВт (67,9%) – ТЭС, 47542,3 МВт (21,2%) – ГЭС и 24314,0 МВт (10,9%) – АЭС.

Ввод новой мощности на электростанциях Российской Федерации в 2011 году составил 4726,2 МВт.

Выведено из эксплуатации генерирующее оборудование электростанций России суммарной мощностью 1525,1 МВт.

Выработка электроэнергии электростанциями Российской Федерации в 2011 году составила 1040,5 млрд. кВт·ч.

Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России составила 1019,4 млрд. кВт·ч (прирост объемов производства электроэнергии в сравнении с 2010 годом составил 1,5%).

Структура выработки электроэнергии:

ТЭС – 691,4 млрд. кВт·ч (прирост 2,3%);

ГЭС – 155,5 млрд. кВт·ч (снижение 2,2%);

АЭС – 172,5 млрд. кВт·ч (прирост 1,5%).

Выработка электроэнергии электростанциями оптовых и территориальных генерирующих компаний составила:

электростанции ОГК – 350,1 млрд. кВт·ч (прирост к 2010 году 3,7%);

электростанции ТГК – 253,0 млрд. кВт·ч (снижение на 0,4%).

Структура расхода топлива на ТЭС и котельных энергокомпаний в 2011 году:

- газ 71,5%;

- уголь 27,2%;

- мазут 1,3%.

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2011 году составило 4702 часа.

При этом число часов использования установленной мощности составляет:

- тепловых электростанций около 4635 часов или 52,9% календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);

- атомных электростанций – 7131 час (81,4% календарного времени);

- гидроэлектростанций – 3492 часа (39,9% календарного времени);

- электростанций промпредприятий – 5050 часов (57,6% календарного времени).

В течение 2011 года введены в работу и реконструированы 132 линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, из них:

ВЛ 500 кВ – 10 ЛЭП;

ВЛ 330 кВ – 18 ЛЭП;

ВЛ 220 кВ – 104 ЛЭП.

Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство эл.энергии (млн кВт·ч)	101359,7	93010,3	95580,6	83612,9	78292,8	73199,9	76249,5	76612,2	78074,9	87738,5	95195,6	101599,4
Потребление эл.энергии (млн кВт·ч)	99744,0	91379,8	93973,9	82379,1	76542,6	72714,4	74994,8	75036,2	76306,8	86341,6	93260,4	99546,9

Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы России

Прямой шрифт - данные Межгосударственного статистического комитета СНГ, курсив - данные энергосистемы)

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Производство ЭЭ, (млрд кВт·ч)		875,8	875,1	900,2	914,9	935,4	980,4	1001,6	1030,5	981,8	1025,39	1040,53
В т.ч.	ТЭС	563,4	569,5	592,2	592,3	610,6	647,4	658,7	698,9	590,83	687,14	652,99
	ГЭС	175,8	164,2	157,7	177,7	174,5	175,0	179,0	166,6	174,81	168,12	164,15
	АЭС	136,5	141,4	150,3	144,9	149,6	155,1	159,7	162,7	163,27	170,14	172,768
Потребление ЭЭ, (млрд кВт·ч)		861	863,4	888,2	908,9	924,2	965,5	989,8	1013,6	968,0	1009,62	1021,22
Экспорт ЭЭ (млрд кВт·ч)		19,7	18,0	21,1	19,2	22,6	20,52	18,14	20,346	17,42	19,36	23,42
Импорт ЭЭ (млрд кВт·ч)		3,9	6,9	8,2	12,2	10,3	5,11	5,62	3,047	3,023	2,92	3,42
Установленная мощность (тыс. МВт)		207	206,2	207,4	207,7	210,5	212	215,4	216,1	217,3	220,3	223,6
В т.ч.	Тепловых	140	139,1	139,9	139,8	141,3	142,6	144,7	145,4	146,41	148,5	151,8
	Гидравлических	44,7	44,8	45,2	45,6	45,9	45,9	46,8	47,2	47,3	47,5	47,5
	Атомных	22,3	22,3	22,3	22,3	23,3	23,5	23,9	23,5	23,5	24,3	24,3
Абсолютный максимум нагрузки по ЕЭС России (Тыс. МВт)		132,7	134,9	132,0	134,7	137,4	146,4	148,5	152,2	151,8	151,3	149,6
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0						
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд кВт·ч)		14,4	13,1	11,4	11,4	8,4						
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд кВт·ч)**		105,5	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)		338,5	337,2	335,9	334,0	334,3	333,9	332,9	336,0	333,1		
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		145,6	145,0	144,4	144,0	144,7	145,6	144,7	144,1	143,9		
Отпуск ЭЭ потребителям (млрд кВт·ч)**		769,9	770,7	792,4	811,6	828,1	872,4	897,7	913,5	879,1	915,7	936,1
В т.ч.	Промышленность и строительство	472,7	471,9	488,3	500,2	507,0	544,6	569,7	582,1	550,6	565,0	579,7
	Транспорт***	63,1	67,8	75,2	80,3	83,2	85,9	86,6	86,7	82,3	88,4	90,4
	Сельское хозяйство****	63,0	60,1	57,8	56,4	42,3	43,1	46,8	46,9	46,6	47,7	49,0
	Комбыт	118,6	118,5	118,3	119,9	195,6	198,8	194,6	197,8	199,6	214,5	217,1
	Прочие	51,7	51,5	51,7	54,8							
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
В т.ч.	Промышленность	1,73	1,99	2,35	2,71	3,00	3,45	4,22	5,15	5,13	6,90	7,19
	Население	1,16	1,53	2,17	2,27	3,80	3,46	4,27	4,93	4,77	5,67	6,12
Средняя цена топлива (\$/тун)*****		17,5	19,4	25,1	30,9	36,6	43,8	50,9	64,4	57,4	75,3	85,0
В т.ч.	Газ	13,9	16,9	23,3	29,9	36,4	41,7	50,8	68,7	59,6	77,2	90,9
	Мазут	48,5	45,0	58,1	62,8	74,4	122,3	143,8	222,6	164,8	229,5	270,8
	Уголь	20,3	21,2	24,0	28,7	32,0	36,9	43,0	49,5	43,8	50,2	60,1

- ** данные Росстата. За 1998-2003 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							

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 ценовые 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 ценовых 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) стандартизированных 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 отдельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике».

РАСПОРЯЖЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

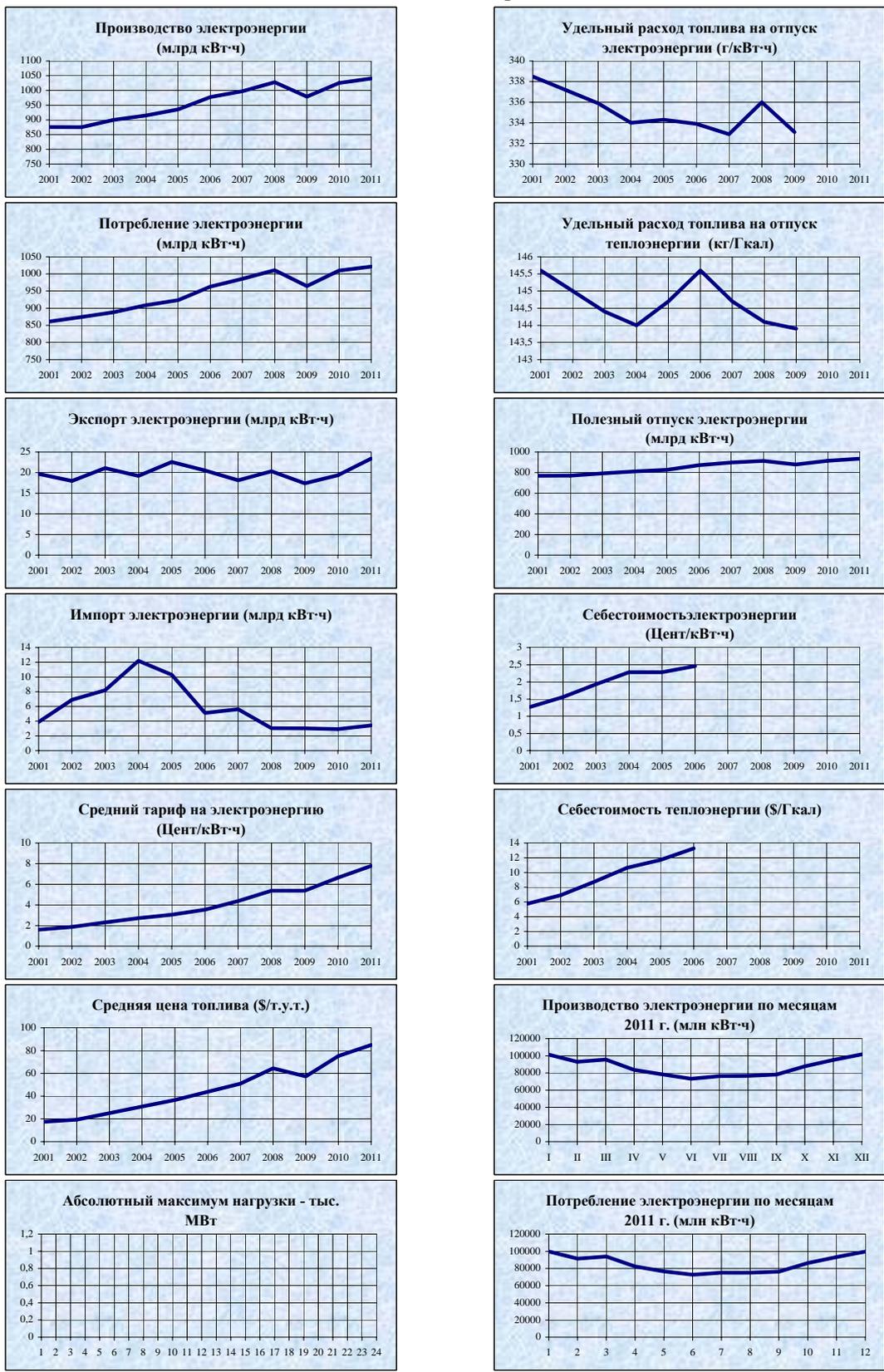
87. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.11.2011 № 2135-р «Об отнесении генерирующего оборудования к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, на период с 1 января 2012 года по 31 декабря 2013 года».
88. Распоряжение Правительства Российской Федерации 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 Беларусь о некоторых мерах по обеспечению параллельной работы Единой энергетической системы России и Объединенной энергетической системы Республики Беларусь».
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, финансируемых 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



Электроэнергетика Республики Таджикистан

Таджикистан располагает значительным запасом разнообразных природных энергетических ресурсов: угля, нефти, природного газа, энергии стоков рек, солнечной радиации, термальных вод и ветра. Однако для формирования и развития отраслевых систем энергетического комплекса только наличия больших запасов ресурсов недостаточно. Необходимы соответствующая степень изученности имеющихся запасов в количественном и качественном отношении, условий их размещения, а также расчет технико-экономических показателей их промышленного освоения.

На территории Таджикистана сосредоточено около 22% общих потенциальных запасов угля Центральной Азии. Значительная часть угольных ресурсов страны размещена в экстремальных природных условиях. Выявленные месторождения характеризуются значительным разнообразием качественных показателей.

Разведанные ресурсы нефти и газа недостаточны для бытового и коммунального потребления.

Особое место в составе природных энергетических ресурсов принадлежит гидроэнергии, которая составляет 80% всех энергетических ресурсов страны. Республика Таджикистан занимает первое место в мире по потенциальным запасам гидроэнергии на душу населения и восьмое в мире по общим запасам гидроэнергии.

Главными объектами развития индустриально-аграрного комплекса Республики на первом этапе являлись Нурекская ГЭС, Таджикский Алюминиевый завод, Яванский электрохимический завод, электрифицированная железная дорога Термез – Курган-Тюбе – Яван, орошение и освоение земли Явано-Обикийской долины, Дангаринского плато и другие объекты, связанные с развитием легкой и пищевой промышленности и сельского хозяйства.



(Нурекская ГЭС)

Важным объектом комплекса являлась также Яванская ТЭЦ, предназначенная для энергоснабжения и особенно теплоснабжения Яванского электрохимического завода.

При строительстве Нурекской ГЭС было принято смелое инженерное решение: ввести первые три гидроагрегата до окончания возведения плотины на проектные отметки. Для этой цели были изготовлены специальные временные рабочие колеса гидротурбин, рассчитанные на работу при пониженном напоре. Благодаря этому Нурекская ГЭС за 1972-1975 гг. выработала (до завершения строительства плотины) 4,6 млрд. кВт.ч электроэнергии, что позволило сэкономить примерно 1800 тыс. т.у.т.

Водохранилище Нурекской ГЭС с весны 1973 года используется для ирригационных попусков воды. В этот период продолжалась электрификация Горно-Бадахшанской автономной области. Там были построены малые ГЭС в районных центрах Ванч, Рушан, Калайхумб, ГЭС Аку – самая высокогорная электростанция в Мургабе, Намангутская ГЭС в Ишкашима. Кроме того, были установлены 67 дизельных электростанций для обеспечения электроэнергией коммунально-бытовых нужд сельского населения.

Самым важным объектом электрификации этого района стала Хорогская ГЭС установленной мощностью 8,7 тыс. кВт, которая оказала существенное влияние на развитие производительных сил Памира и высокогорных населенных пунктов этого горного края.

Введена в эксплуатацию первая цепь ЛЭП-500 кВ Нурекская. Была введена в эксплуатацию первая цепь ЛЭП-500 кВ Нурекская ГЭС – Регар (ныне Турсунзаде). Это позволило соединить энергосистему Юга Таджикистана с Объединенной энергосистемой Центральной Азии и создало благоприятные условия для более эффективного использования Нурекской ГЭС, мощность которой составляет 3000 МВт, а среднесуточная выработка электроэнергии - 11,2 млрд. кВт.ч.

В сооружении этой уникальной ГЭС принимало участие более 200 научно-исследовательских, проектных институтов и заводов. Впервые в бывшем Союзе на этой ГЭС установлен экспериментальный гидроагрегат с водяным охлаждением ротора. Внедрение подобных агрегатов позволило увеличить их номинальную мощность без изменения габаритов, а также, дало значительную экономию цветного металла и легированной стали. На Нурекской ГЭС впервые в мире была сооружена уникальная 300-метровая плотина из суглинка. В нее было уложено около 59 млн. м³ грунта.

На ГЭС установлены уникальные затворы на напор 300 м. В мировом энергетическом строительстве им нет аналогов.

Значительные успехи в Таджикистане достигнуты в области электрификации сельского хозяйства. Развитие электрификации села и повышение надежности энергоснабжения обеспечивались осуществлением следующих мероприятий:

- строительством ВЛ напряжением 6-20 кВ для обеспечения вторым источником питания потребителей и кольцевания электросетей;

- оборудованием распределительных сетей устройствами сигнализации, защиты и автоматики;

- комплексным проведением плановых ремонтов оборудования;

- повышением роли диспетчерских пунктов в организации оперативного управления и устранения возникающих повреждений в сетях;

- повышением квалификации обслуживающего персонала.

Электроэнергия широко применяется в быту, для горячего водоснабжения и отопления.

Значительные успехи достигнуты и в области теплоснабжения отраслей народного хозяйства и теплофикации столицы г. Душанбе, а также городов энергетиков и химиков – Нурека и Явана. Однако, из-за ограниченности ныне топливно-энергетических ресурсов в стране, тепловые сети находятся в плачевном состоянии.

Большое внимание уделяется в энергосистеме внедрению достижений научно-технического прогресса. Так, автоматизация и телемеханизация каскада Варзобских ГЭС с переводом управления на пункт Центрального предприятия электрических сетей дали возможность уменьшить численность оперативного персонала ГЭС в 5,5 раза, а промышленно-производственного персонала – в 4,2 раза.

Были проведены также работы по телемеханизации Перепадной и Центральной ГЭС с переводом их управления, регулирования и измерений на пульт Головной ГЭС.

В последнее десятилетие развернуто строительство малых ГЭС. Были построены такие малые ГЭС как "Спондж" на реке Бартанг, "Савноб" на роднике кишлака "Савноб", "Техавр" на притоке реки Ванч, "Андорбак" на реке Камочдара, "Памир-1" на реке Гунт,



"Хазора" на реке Зидды и ряд других, которые способствовали электрификации населенных пунктов, расположенных в децентрализованных районах.

Правительство Республики Таджикистан приняло Постановление № 73 от 2 февраля 2009 года "Долгосрочная Программа строительства малых электростанций на период 2009-2020 годов". Согласно этой программе к 2020 году должно построиться 189 малых ГЭС мощностью от 50 до 10000 кВт. Она разделена на три этапа:

I этап – Краткосрочная программа 2009-2011 годы.

Всего 66 МГЭС.

Общей мощностью – 43350 кВт.

II этап – Среднесрочная программа 2012-2015 годы.

Всего 70 МГЭС

Общей мощностью – 3285 кВт.

III этап – Долгосрочная программа 2015-2020 годы.

Всего 53 МГЭС.

Общей мощностью – 26801 кВт.

Источник финансирования этих объектов определили Министерства и ведомства, местные и международные инвесторы, международные и общественные организации и частные лица.

В настоящее время в республике зарегистрированы более 250 действующих малых ГЭС мощностью от 3-х до 4300 кВт. К сожалению, не все они отвечают стандартным требованиям. Все они работают в изолированном режиме. Из этого количества 19 единиц малых ГЭС строятся и эксплуатируются (15) ОАХК "Барки Точик", т.е. являются Государственными.

Наиболее крупными из них являются:

"Марзич" (4300 кВт) Айнинский район, "Сангикор" Раштский район (1006 кВт), "Питовкул-2" Джиргитальский район (576 кВт), "Кухистон" Матчинский район (500 кВт).

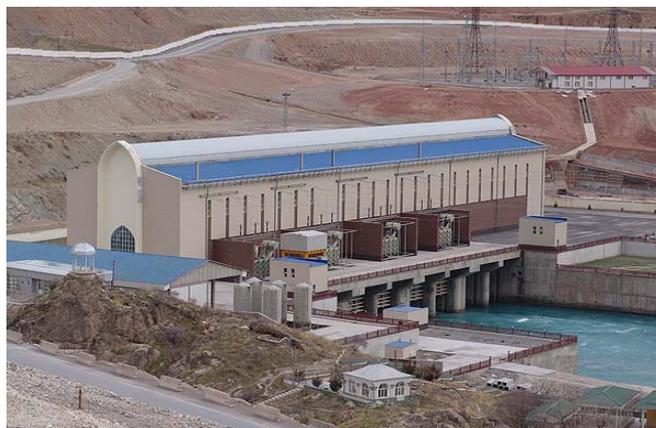
Недостаток топливно-энергетических ресурсов и замена их электроэнергией, и уже ощущающийся дефицит последней, вынуждает энергокомпанию лимитировать поставку электроэнергии потребителям в течение 6 месяцев в году.

Исходя из выше изложенного, Правительство Республики приняло Программу по реабилитации и развитию энергетической отрасли.

В электроэнергетику привлечены в последние пять лет более 1800 млн. долларов США внешних и собственных инвестиций.

30 июля 2009 года официально введена в эксплуатацию Сангтудинская ГЭС-1, мощностью 670 мВт. Успешно ведутся строительные-монтажные работы Сангтудинской ГЭС-2, мощностью 220 мВт и Рогунской ГЭС, мощностью 3600 мВт.

В 2008-2009 г.г. введены в эксплуатацию ЛЭП-220 кВ "Лолазор-Хатлон", "Лолазор-Сангтуда" и "Сангтуда-ВАТЗ", ПС 220 кВ "Хатлон" и ПС 220 кВ "Лолазор".



Введена в эксплуатацию ВЛ-500 кВ "Юг-Север" протяженностью 386 км, которая

соединяет электрические сети Юга и Севера Республики в единую энергосистему.

В 2009 году введены в эксплуатацию также ПС 500 кВ "Душанбе" и ПС 500 кВ "Худжанд" и развязка сетей 220 кВ от названных подстанций.

Особое внимание уделяется реабилитации и модернизации действующих генерирующих мощностей, подстанций, передающих и распределительных сетей и снижению технологических и коммерческих потерь электроэнергии.

В 2009 году завершены работы по 3-агрегату Нурекской ГЭС, начаты работы по 8-му агрегату. Рабочее колесо турбины изготовлено на Сумском механическом заводе (Украина). Ведутся подготовительные работы по модернизации 3-го агрегата Головной ГЭС, строительство КРУЭ-220 кВ вместо ОРУ-220 кВ и КРУЭ-500 кВ вместо ОРУ-500 кВ, находящихся в аварийном состоянии на Нурекской ГЭС и модернизация Варзобской ГЭС-1.

На ПС-220 кВ "Новая" и "Джангал" автотрансформаторы, мощностью 125 МВА заменены на автотрансформаторы, мощностью 200 МВА (4x200 МВА).

В рамках проектов "Реабилитация энергетического сектора Таджикистана" и "Реабилитация электрических сетей г. Душанбе" произведены значительные строительно-монтажные работы по восстановлению подстанций и распределительных сетей Хатлонской области и г. Душанбе.

На ПС 220 кВ "Узловая", "Равшан" и "Прядильная" дополнительно установлены автотрансформаторы, мощностью 125 МВА.

Завершается проект "Снижение энергетических потерь", в соответствии с которым в г. Душанбе 165 тыс. индукционных счетчиков будут заменены на электронные электрические счетчики. Ведутся подготовительные работы по строительству биллинг-центра для автоматизации учета электроэнергии в г. Душанбе.

Общая характеристика электроэнергетической отрасли

Годы	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Количество работающих (тыс. чел)	9,4	9,3	9,9	9,5	10,6	11,25	11,5	11,21	10,66	11,99	12,429
Ежегодные капиталовложения (млн \$ США)	2,9	3,5	3,7	5,3	5,8	13,5	10,4	20,866	6,107	10,326	14,834

Крупнейшие электростанции

№	Электростанция	Мощность турбогенераторов (МВт)	Количество турбогенераторов	Установленная мощность электростанций (МВт)
<i>Тепловые электростанции</i>				
1	Душанбинская ТЭЦ	35/42/86	2/1/1	198
2	Яванская ТЭЦ	60	2	120
<i>Гидравлические электростанции</i>				
1	Нурекская ГЭС	320/335	1/8	3000
2	Байпазинская ГЭС	150	4	600
3	Головная ГЭС	35/45	3/3	240
4	Кайраккумская ГЭС	21	6	126
5	Сангтудинская ГЭС-1	167,5	4	670

Строительство и реконструкция электростанций

<i>Годы</i>		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		-	-	-	-	-	16	-	502,5	167,5	-	110
В т.ч.	На ТЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	В т.ч. ПГУ и ГТУ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	На ГЭС	-	-	-	-	-	16	-	502,5	167,5	-	110
Затраты на ввод мощностей (млн \$ США)		-	-	-	-	-	28	-	500	200	-	-

Электрические сети

Основными магистральными и распределительными сетями в Республике Таджикистан являются линии 500-220-110 кВ. Воздушные линии 500 кВ служат для выдачи мощности Нурекской ГЭС и для связи национальной энергосистемы Республики Таджикистан с объединенной энергосистемой Центральной Азии. Общая протяженность сетей 110-500 кВ составляет 4927 км, установленная мощность понизительных подстанций (ПС) 110-500 кВ составляет 13465 тыс. кВА.



Межгосударственные линии электропередачи

<i>Страна</i>	<i>Наименование подстанций</i>	<i>Напряжение (кВ)</i>	<i>Длина (км)</i>	<i>Пропускная способность (МВА)</i>
Кыргызская Республика	Канибадам-Баткент	220	53	600
Республика Узбекистан	Регар - Гузар	500	257	1560
	Регар - Сурхан	500	162	580
	Регар - Гульча	220	48	690
	Регар - Денау	220	49	690
	Заря - Сыр-Дарьинская ГРЭС - Кайракумская ГЭС	220	48	690
	Худжанд - Сыр-Дарьинская ГРЭС	220	42	690
	Узловая - Сыр-Дарьинская ГРЭС	220	5	600
	Кизилинский массив - Сыр-Дарьинская ГРЭС	220	9	600
	Донкурган - Металлургия	110	9	380
	Канибадам - Яйпан	110	11,9	600

Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн.кВт.ч)	1618	1488	1225	1062	1333	1314	1425	1405	1266	1104	1289	1532
Потребление электроэнергии (млн кВт.ч)	1622	1485	1237	1066	1345	1329	1430	1400	1253	1092	1276	1526

Суточный график в день годового максимума нагрузки (23.12.2011 года)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	1746	1741	1766	1726	1866	2283	2927	2739	1882	1832	1857	1849
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	1846	1804	1782	1783	1993	2918	3013	3013	1863	2293	1813	1753

Выбросы загрязняющих веществ

Год	Топливо	Калорийность (ккал/кг)	Зольность (%)	Содержание серы %	Выбросы загрязняющих атмосферу веществ (мг/м ³)		
					Оксиды серы	Оксиды азота	Летучая зола
Отчетные данные							
2001	Газ	8260				91,6	
2002	Газ	8190				17,6	
2003						-	
2004						-	
2005						105,8	
2006						41,35	
2007			27,3	37,5	327,6	100,9	238,4 т
2008			7,7	45	388,55	86,71	67,021 т
2009			10	58,2	393,02	63,79	101,904 т
2010			7,5	44	380	85,11	49,01 т
2011	Мазут		35,7 т.		270,9 т.	13,54 т.	35,7 т.



Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы Таджикистана

(Прямой шрифт - данные Межгосударственного статистического комитета СНГ, курсив - данные энергосистемы)

<i>Годы</i>		<i>2001</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>	
Производство ЭЭ (млрд кВт-ч).		14,4	15,3	16,5	16,5	17,1	16,9	17,5	16,1	14,2	16,2	16,1	
В т.ч.	ТЭС	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,3	0,17	0,033	0,042	
	ГЭС	14,2	15,2	16,3	16,3	16,9	16,7	17,1	15,9	14,03	16,2	16,0	
Потребление ЭЭ (млрд.кВт-ч)		15,7	16,1	16,5	16,9	17,3	17,5	17,6	17,0	15,35	16,5	16,1	
Экспорт ЭЭ (млрд.кВт-ч)		4,0	3,9	4,6	4,5	4,3	4,2	4,5	4,421	4,25	0,178	0,053	
Импорт ЭЭ (млрд.кВт-ч)		5,4	4,7	4,6	4,8	4,5	4,8	4,6	5,3	6,0	0,338	0,051	
Установленная мощность (МВт)		4424	4422	4420	4396	4355	4355	4235	4235	4354	5024	5024	
В т.ч.	Тепловых	355	354	353	329	318	318	198	198	198	318	318	
	В т.ч.	На твердом топливе	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		На жидком топливе и ЛГУ	-	-	-	-	318	318	198	198	198	318	318
		Гидравлических	4069	4068	4067	4067	4037	4067	4037	4037	4157	4706	4706
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		2674	2854	3469	3107	3306	3310	3322	3628	3184	2920	3013	
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 СН эл. станций (млрд кВт-ч)		0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,056	0,068	0,06	0,043	0,03	0,03	
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд.кВт-ч)		0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,018	0,004	0,003	0,002	0,12	
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд.кВт-ч)		2,2	2,3	2,5	2,5	2,7	2,7	2,9	2,98	2,09	2,32	2,26	
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт-ч)		321,4	365,4	308,9	276,1	269,9	292,6	344,1	331,4	341,8	440,7	405,2	
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Ткал)		174,4	177,9	177,8	174,4	174,3	171,3	176,3	176,0	176,5	189,7	186,8	
Расход условного топлива (т.у.т.)	Всего	91,5	47,1	62,2	96,2	81,2	142,4	201,4	170,3	93,77	23,1	31,78	
	Газ	91,5	47,1	57,3	76,3	61,8	111,1	175,2	113,1	29,50	4,7	5,151	
	Мазут	-	-	4,9	19,9	19,4	31,3	26,2	57,2	64,27	18,4	26,63	
Доля расхода топлива	Газ (%)	100	100	92,1	73,4	76,0	78,0	84,3	66,4	31,5	20,5	16,2	
	Мазут (%)	0	0	7,9	26,6	24,0	22,0	15,7	33,6	68,5	79,5	83,8	
Полезный отпуск ЭЭ (млрд кВт-ч)		13,5	13,8	14,0	14,4	14,6	14,8	14,6	12,57	13,14	14,02	13,62	
В том числе	Промышленность	6,1	6,2	6,7	7,1	7,6	8,1	8,1	6,51	6,54	7,31	6,41	
	Транспорт	0,03	0,02	0,02	0,04	0,02	0,04	0,05	0,3	0,22	0,09	0,09	
	Сельское хозяйство	4,5	4,2	4,3	4,3	3,9	3,9	3,6	2,41	2,41	1,76	2,20	
	Комбыт	2,5	2,9	2,7	2,6	2,7	2,3	2,4	2,95	3,72	4,36	4,37	
	Прочие	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,40	0,25	0,50	0,55	
Себестоимость ЭЭ (Цент/кВт-ч)		0,27	0,20	0,19	0,24	0,28	0,39	0,55	0,87	0,98	1,00	1,23	
Себестоимость ТЭ (\$/Ткал)		0,23	0,35	11,8	13,4	17,6	21,8	34,9	51,4	66,68	98,6	107,2	
Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт-ч)		0,31	0,34	0,48	0,50	0,52	0,51	0,65	1,17	1,38	1,57	1,78	
В т.ч.	Промышленность	0,56	0,62	0,75	0,69	0,67	0,67	0,80	1,30	1,60	1,78	2,15	
	Население	0,12	0,11	0,26	0,32	0,37	0,42	0,55	1,05	1,36	1,74	1,56	
Средняя цена топлива (\$/тнт)													
В т.ч.	Газ	59,0	59,0	50,0	50,0	43,0	79,0	130,9	178	239	269,9	337,0	
	Мазут		144,0	150,0	150,0	119,0	305,0	330,0	391	309	280,0	462,8	
	Уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Законодательные и правовые акты, действующие в энергетике Республики Таджикистан Законы Республики Таджикистан

- > "Об энергетике" от 29.11.2000, № 33.
- > "О естественных монополиях" от 13.12.1997.
- > "О внесении изменений в Закон Республики Таджикистан "О естественных монополиях" и введении его в действие" от 12.05.2001.
- > "Об энергосбережении" от 10.05.2002, № 29.

Постановления Правительства Республики Таджикистан

- > "О Министерстве энергетики Республики Таджикистан" от 29.12.2000, № 484.
- > "О мерах по реализации Указа Президента Республики Таджикистан от 28 марта 2006 года № 1718" от 03 мая 2006 года № 196.
- > "Положение о Министерстве энергетики и промышленности Республики Таджикистан" от 28.12.2006 г. № 605.

Электроэнергетический рынок

Основные организационно-правовые принципы и методы регулирования хозяйственной деятельности в области энергетики Республики Таджикистан определяет Закон Республики Таджикистан "Об энергетике".

Государственная политика Республики Таджикистан в области энергетики строится на основе рыночных, институциональных и информационных механизмов в интересах обеспечения её надёжности и развития, а также защиты интересов потребителей энергии.

Государственное регулирование в области энергетики осуществляется путем правового обеспечения, лицензирования, налогообложения, кредитования, финансирования, осуществления инвестиционной, социальной и научно-технической политики, контроля над исполнением предприятиями топливно-энергетического комплекса законодательства Республики Таджикистан.

Деятельность в энергетике и энергетические услуги осуществляются на основе разрешения (лицензии), выдаваемого Министерством энергетики и промышленности Республики Таджикистан в порядке, установленном Правительством Республики Таджикистан. Выдача лицензий осуществляется на конкурсной основе с соблюдением принципа открытости и прозрачности проведения конкурсов. Не разрешается энергетическая деятельность и оказание энергетических услуг, наносящих ущерб интересам Республики Таджикистан.

Энергетические проекты и программы по строительству крупных энергетических объектов проходят обязательную государственную экспертизу, порядок проведения которой определяется Правительством Республики Таджикистан.

Органом управления, ответственным за реализацию государственной политики в энергетике, является Министерство энергетики и промышленности Республики Таджикистан.

В целях рассмотрения предложений, касающихся политики в энергетической отрасли, повышения эффективности и совершенствования методов хозяйствования в топливно-энергетическом комплексе, Правительством Республики Таджикистан учреждается Межведомственная консультативная комиссия по энергетике под председательством Министра энергетики и промышленности Республики Таджикистан.

В состав Межведомственной консультативной комиссии по энергетике входят представители исполнительных органов власти на местах, других министерств, ведомств научных учреждений, энергетических предприятий и потребителей по усмотрению Правительства Республики Таджикистан.

Межведомственная консультативная комиссия по энергетике осуществляет свою деятельность на основании Положения, утверждаемого Правительством Республики Таджикистан.

Предприятиям топливно-энергетического комплекса предоставляется самостоятельность в управлении хозяйственно-производственной деятельностью.

Все виды деятельности предприятий топливно-энергетического комплекса на

территории Республики Таджикистан осуществляются в соответствии с законодательством Республики Таджикистан об энергетике.

Энергетические предприятия на территории Республики Таджикистан могут создаваться и функционировать на основе многообразия форм собственности (государственной, частной, акционерной, смешанной, совместной).

Собственники энергетических предприятий равны перед законом и пользуются одинаковой защитой Конституции и законов Республики Таджикистан.

Государство не допускает дискриминации энергетических предприятий в независимости от их форм собственности.

Защита интересов потребителей энергии осуществляется согласно законам и другим нормативно-правовым актам Республики Таджикистан.

Финансирование в области энергетики может осуществляться за счет государственных, частных и зарубежных источников инвестирования.

Привлечение иностранных инвестиций в энергетику осуществляется в соответствии с законодательством Республики Таджикистан.

Для иностранных инвестиций в энергетику законодательством Республики Таджикистан могут устанавливаться налоговые и иные льготы.

Цены и тарифы на энергетические продукты и услуги устанавливаются свободные (договорные), за исключением случаев, предусмотренных законодательством Республики Таджикистан.

Электрические и тепловые станции, магистральные и распределительные электрические сети и объекты, обслуживающие их, могут передаваться в концессию Правительством Республики Таджикистан в соответствии с законодательством Республики Таджикистан.

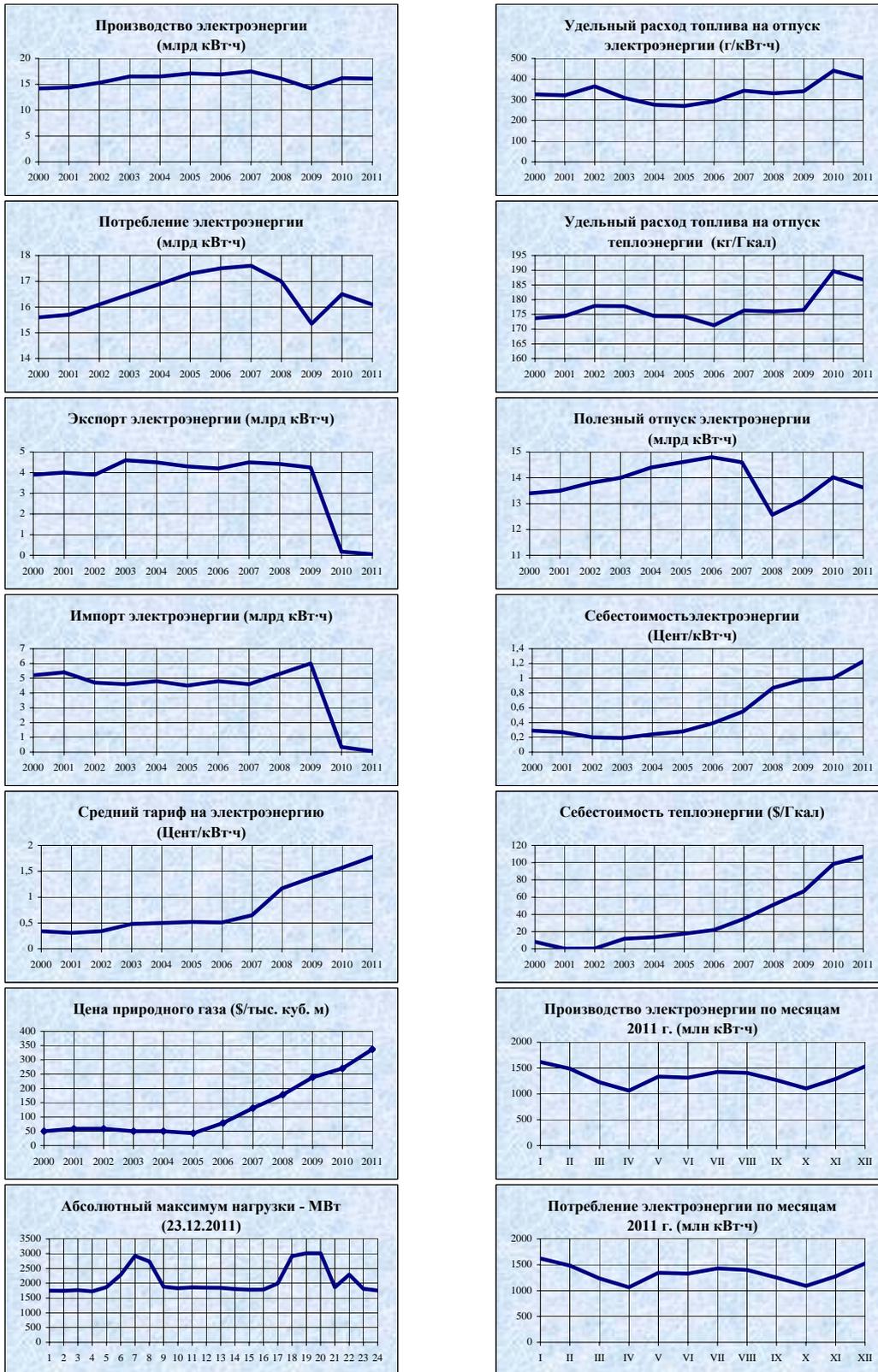
Государственные предприятия в энергетике осуществляют свою деятельность на коммерческой основе в качестве самостоятельных хозяйственных единиц путем заключения соглашений с Министерством энергетики и промышленности Республики Таджикистан.

Для обеспечения соблюдения всеми юридическими или физическими лицами установленных стандартов, норм и правил в энергетике при производстве, транспортировке, переработке, преобразовании, хранении, потреблении энергетических ресурсов и продуктов, эксплуатации энергетических объектов, установок и оборудования организуется государственный энергетический надзор в порядке, определяемом законодательством Республики Таджикистан.

Государственный энергетический надзор осуществляется государственными специализированными органами.

Электроснабжение Республики осуществляет Открытая акционерная холдинговая компания "Барки Точик". Разработана программа реформирования электроэнергетики. Осуществлено акционирование 24-х энергообъектов, 16 из которых являются распределительными компаниями.

Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы Республики Таджикистан



Электроэнергетика Туркменистана

Суммарная мощность всех электростанций Государственной электроэнергетической корпорации «Туркменэнерго» Министерства энергетики и промышленности Туркменистана составляет на 1.01.2012 г. – 3984,2 МВт. Электроэнергию вырабатывают 10 электростанций страны: Марыйская, Туркменбашинская (бывшая Красноводская), Абаданская (Безмеинская), Балканабадская (Небитдагская), Сейдинская, Ашхабадская, Дашогузская, Авазинская, Ахалская и Гиндукушская гидроэлектростанция – первенец Туркменской энергетики.

Корпорация обеспечивает эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов, энергоснабжение потребителей. Кроме того, на Туркменбашинском комплексе нефтеперерабатывающих заводов имеется ведомственная газотурбинная электростанция мощностью 126 МВт (3x42), на Тедженском карбамидном заводе – турбогенератор мощностью 18 МВт, а также на газовом месторождении «Багтыярлык», возведенный китайской нефтегазовой компанией CNPC мощностью 23 МВт. Итого мощность всех электростанций в Туркменистане составляет 4151,2 МВт.

Туркменистан – единственная страна в мире, где ее граждане пользуются электрической энергией бесплатно. В Туркменистане постоянно наращиваются мощности всего энергетического комплекса с целью удовлетворения все возрастающего спроса на электроэнергию в связи с ростом промышленности, строительства, коммунального хозяйства.

Предприятия Минэнергопрома Туркменистана – мощная база для производства самой различной продукции, необходимой энергетикам страны для расширения производства, наращивания энергетических мощностей, проведения ремонтных и строительных работ. На предприятиях производят различную электротехническую продукцию – запасные части, детали, оборудование, опоры для высоковольтных линий электропередачи, кабельную продукцию, провода различного вида, которые пользуются повышенным спросом на внутреннем и внешнем рынках.

Значительная часть продукции, необходимая для проведения ремонтных, строительных работ, производится в стране, сохраняя для нее немалые валютные средства.

В Туркменистане существуют крупные национальные предприятия, коллективы которых занимаются наладкой, испытанием и капитальным ремонтом энергетического оборудования.

Наладочные, ремонтные, испытательные работы выполняются на самом сложном энергетическом оборудовании, на высоком уровне, отвечающем по многим показателям европейским стандартам. Они выполняются со значительным опережением нормативных сроков.

Ведется большая работа по реанимации существующих энергоблоков с целью поддержания на высоком уровне их эксплуатационных возможностей, несмотря на долгие сроки работы. Специалистами Туркменистана выполнены строительно-монтажные работы на втором энергоблоке Сейдинской ТЭЦ мощностью 80 МВт. В начале 2006 года на Марыйской ГЭС сдан в эксплуатацию обновленный энергоблок мощностью 210 МВт. Модернизацию паровой турбины осуществило ОАО «Силовые машины» (Россия).

Огромным успехом энергетиков Туркменистана за годы независимости было строительство и ввод в эксплуатацию в конце 2001 года крупнейшей подстанции «Сердар–500» в Лебапском велаяте, общей трансформаторной мощностью 501 МВА. Все работы здесь были выполнены туркменскими специалистами на самом высоком уровне. Новая подстанция позволила экономически выгодно распределить передачу электрической

мощности по сетям 220-500 кВ, улучшить энергоснабжение в Дашогузском и Лебапском вelayах.

За последнее время большая работа проделана по электрификации городов и поселков соседнего Афганистана. Новые подстанции и высоковольтные линии электропередачи, построенные туркменскими энергетиками, позволили начать подачу электроэнергии в города Афганистана Мазари-Шариф, Ходжадукки, Шиберган и т.д. Построена и введена в эксплуатацию на напряжение 110 кВ ЛЭП 220 кВ от Серхетабада (Кушка) до Герата. Это позволило значительно увеличить экспортные поставки электроэнергии в соседнюю страну, на очереди перевод этой линии на проектное напряжение.

Событием большой экономической и политической важности является начавшаяся с 1 июня 2003 года параллельная работа Туркменской энергосистемы с Иранской и экспорт электроэнергии в Иран.

Энергетическая отрасль Туркменистана продолжает развиваться и наращивать генерирующую мощность. В феврале 2003 года введена в эксплуатацию газотурбинная электростанция на Туркменбашинском нефтеперерабатывающем заводе мощностью 126 МВт (3x42) фирмы «Дженерал Электрик». В декабре 2003 года введена в эксплуатацию газотурбинная электростанция в Балканабаде, также мощностью 126 МВт (3x42) фирмы «Дженерал Электрик».

В начале 2004 года на Абаданской ГРЭС введен в эксплуатацию второй газотурбинный генератор мощностью 123 МВт фирмы «Дженерал Электрик».

В начале 2005 года на Сейдинской ТЭЦ введен в эксплуатацию второй турбогенератор мощностью 80 МВт. В феврале 2006 года состоялось торжественное открытие Ашхабадской газотурбинной электростанции мощностью 254 МВт (2x127) и в сентябре 2007 г. введена в эксплуатацию аналогичная электростанция в г. Дашогузе мощностью 254 МВт.

В первом полугодии 2010 г. введены в эксплуатацию три газотурбинные электростанции:

В Ахалском вelayае – для улучшения электроснабжения города Ашхабада; в Авазе – для энергоснабжения Национальной туристической зоны «Аваза» и повышения надежности энергоснабжения потребителей западного региона страны, мощность Балканабадской ГЭС увеличена со 126 до 380 МВт – для обеспечения надежного энергоснабжения бурно развивающейся в этом регионе нефтегазовой и химической промышленности. Мощность этих электростанций составляет по 254 МВт каждая. С вводом в эксплуатацию этих объектов, мощность газотурбинных электростанций составила 1643 МВт.

В августе 2004 года введена в эксплуатацию ВЛ-220 кВ Шатлык-Серахс (Иран) и Туркменская энергосистема стала работать параллельно с Иранской по двум ВЛ-220 кВ Балканабад-Гонбад (Иран), Шатлык-Серахс (Иран).

В целях надежного энергоснабжения юго-восточной части Туркменистана планируется строительство ВЛ-500 кВ и двух ВЛ-220 кВ. Подрядчиком строительства является Турецкая компания. Согласно с Постановлением Президента Туркменистана полное завершение данного проекта планируется в сентябре 2013 года.

В соответствии с «Программой Президента Туркменистана по социально-экономическому развитию страны на 2012-2016 гг.» планируется:

- Строительство двух электростанций в Ахалском вelayае – «Гуртлы» мощностью 508,4 МВт и «Ахал-2» мощностью 254,2 МВт. В результате суммарная мощность энергосистемы увеличится на 762,6 МВт.

- Строительство ВЛ-500кВ «Ашхабад-Балканабад-Туркменбаши», что позволит осуществить взаимное резервирование восточной и западной частей Туркменской энергосистемы.

- С целью увеличения экспортного потенциала Туркменской энергосистемы предусматривается строительство ВЛ-400 кВ «Мары-Серахс» (Иран) и «Балканабад-Гонбад» (Иран). Строительство этих линий позволит осуществить намечаемую программу передачи электроэнергии в Иран, а также в Турцию транзитом через Иранскую энергосистему.

- В соответствии с Постановлением Президента Туркменистана начато строительство воздушной линии напряжением 500 килвольт «Марыйская ГЭС-Атамурад-Андхой» (Афганистан), а также линии 220 кВ «Пельверт-Атамурад» в Лебапском велаяте.

Большой объем электросетевого строительства и реконструкции электрических сетей заложен в Программу развития городов и сел Туркменистана.

Строительство объектов социально-культурного назначения

Наряду со строительством электроэнергетических объектов, министерство также выступает заказчиком строительства других объектов социально-культурного назначения. Начиная с 2001 года, министерством были введены в эксплуатацию следующие объекты:

- Восточные ворота (арка) при въезде в г. Ашхабад;
- Семь 12-ти этажных жилых дома повышенной комфортности и улучшенной планировки для работников отрасли на льготных условиях;
- Административное 12-ти этажное здание Министерства энергетики и промышленности в центре города;
- Национальный олимпийский дворец спорта;
- Канатная дорога в предгорьях Копет-Дага;
- 12-этажный лечебно-оздоровительный комплекс в Национальной туристической зоне «Аваза»;
- Здание Государственного энергетического института Туркменистана в г. Мары;
- Детский лечебно-оздоровительный центр на 500 человек в местечке «Гекдере» в окрестностях г. Ашхабада.

Указом Президента Туркменистана в стране учрежден праздник – День работников энергетической промышленности. Этот праздник ежегодно отмечается во вторую субботу сентября.

Крупнейшие электростанции

№	Электростанция	Мощность турбогенераторов (МВт)	Количество турбогенераторов	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции				
1	Марыйская ГЭС	210/215	7/1	1685
2	Туркменбашинская ТЭЦ	210	2	420
3	Абаданская ГЭС	25/50/123	1/1/2	321
4	Ашхабадская ГЭС	127,1	2	254,2
5	Балканабадская ГЭС	42/127,1	3/2	380,2
6	Дашогузская ГЭС	127,1	2	254,2
7	Авазинская ГЭС	127,1	2	254,2

8	Ахалская ГЭС	127,1	2	254,2
9	Сейдинская ТЭЦ	80	2	160
Гидравлические электростанции				
1	Гиндукушская ГЭС	0,4	3	1,2

Первая на территории Туркменистана гидроэлектростанция «Гиндукуш» была построена в 1913 году на берегу реки Мургаб. Ее мощность составляет 1,2 МВт. Она до сих пор работает исправно и вырабатывает электроэнергию и является своеобразным музеем электроэнергетической отрасли под открытым небом. В следующем году первенцу электроэнергетической отрасли Туркменистана исполняется 100 лет.



Гиндукушская ГЭС

Марыйская ГЭС является крупным производителем электроэнергии, построенным до приобретения Туркменистаном независимости. Она состоит из 8 энергоблоков. Установленная мощность электростанции составляет 1685 МВт.



Марыйская ГЭС

Строительство за годы независимости газотурбинных электростанций, работающих на местном природном сырье, позволило не только обеспечить надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей Туркменистана, но и увеличить экспорт электроэнергии в соседние страны. В настоящее время туркменская электроэнергия экспортируется в Исламскую Республику Афганистан и Исламскую Республику Иран. Проводится работа по диверсификации экспортных маршрутов электроэнергии.



Газотурбинные генераторы

Электрические сети

Электрическая сеть Туркменистана работает на номинальном напряжении 35, 110, 220 и 500 кВ. Протяженность этих линий составляет более 13 000 км.

Протяженность распределительных сетей напряжением от 0,4 до 10 кВ составляет 36 755 км.

В стране функционируют 447 подстанций напряжением от 35 до 500 кВ и более 12 тысяч трансформаторных пунктов 10/6/0,4 кВ.

Межгосударственные линии электропередачи

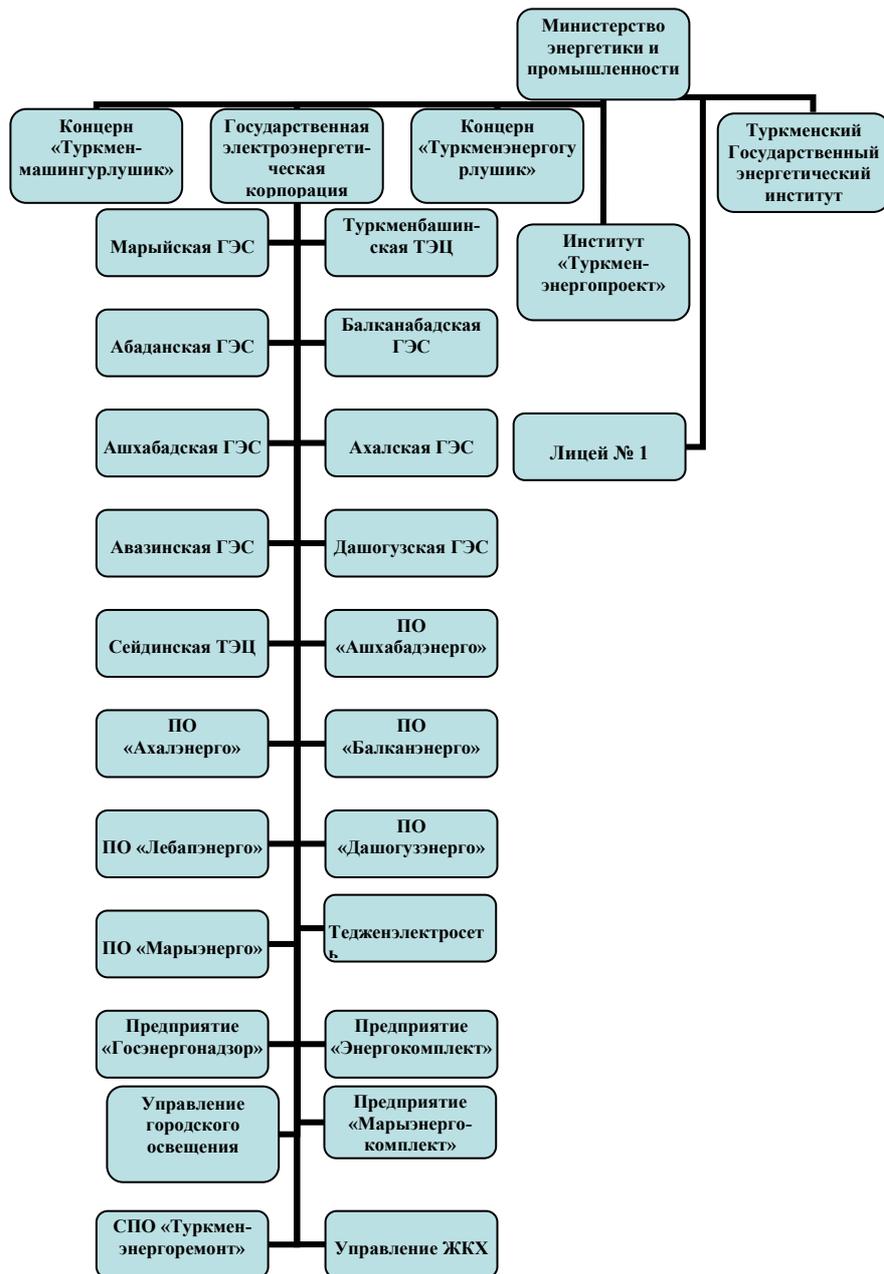
Страна	Наименование подстанций	Напряжение (кВ)	Длина (км)	Пропускная способность (МВа)
Узбекистан	Сердар-Каракуль	500	100	1000
	Чарджев-Каракуль	220	67	120
Иран	Балканабад-Гонбад	220	311	300
	Шатлык-Серахс	220	112	160

Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

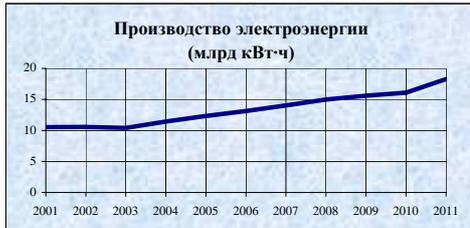
Месяц	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>III</i>	<i>IV</i>	<i>V</i>	<i>VI</i>	<i>VII</i>	<i>VIII</i>	<i>IX</i>	<i>X</i>	<i>XI</i>	<i>XII</i>
Производство электроэнергии (млн. кВт.ч.)	1768,6	1532,4	1595,8	1265,2	1389,9	1472,3	1573,4	1590,7	1336,2	1352,3	1614,7	1775,3
Потребление электроэнергии (млн.кВт.ч.)	1516,3	1338,4	1376,7	1113,1	1127,9	1244,9	1416,4	1400,2	1124,9	1142,2	1405,6	1589,7

Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы Туркменистана

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Производство эл. энергии (ЭЭ) всего (млрд.кВт.ч)		10,52	10,55	10,41	11,42	12,34	13,14	14,03	14,97	15,61	16,08	18,27
В т.ч.	Производство эл.эн. ТЭС (млрд.кВт.ч)	10,52	10,55	10,41	11,42	12,34	13,14	14,03	14,97	15,61	16,08	18,27
	В т.ч. Паротурбинные	9,8	10,17	9,75	9,77	10,49	10,09	10,14	10,01	10,38	9,61	10,68
	Газотурбинные	0,72	0,38	0,65	1,65	1,85	3,05	3,89	4,96	5,22	6,47	7,58
Экспорт ЭЭ (млрд.кВт.ч)		1,06	0,66	0,52	1,15	1,32	1,61	1,87	2,24	2,68	2,10	2,52
Собственное потребление ЭЭ (млрд.кВт.ч)		9,46	9,89	10,04	10,38	11,09	11,62	12,25	12,81	12,99	14,04	15,80
Установленная мощность (МВт)		2652	2652	2602	2851	2931	3185	3341,6	3341,6	3341,6	4104,2	3984,2
В т.ч.	Паротурбинные	2480	2480	2430	2430	2510	2510	2460	2460	2460	2460	2340
	Газотурбинные	171	171	171	420	420	674,2	880,4	880,4	880,4	1643	1643
	Гидравлические	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		1634	1765	1818	1896	1930	2112	2173	2251	2268	2422	2587
Расход эл.эн. на СН станций (млрд. кВт.ч)		0,79	0,81	0,82	0,83	0,86	0,87	0,83	0,83	0,88	0,81	0,82
Расход ээ. на транспорт в сетях (млрд.кВт.ч)		1,3	1,28	1,5	1,6	1,69	1,88	2,03	2,56	2,54	3,06	3,97
Удельный расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт.ч.)		385,5	415,8	447,9	449,1	439,6	451,4	438,2	444,4	452,2	461,6	448,7
Расход натурального топлива	Газ (млн.м3)	3642	3747	3903	4224	4467	4830	5091	5657	6125	6469	7062
	Мазут (тыс.т.)	28	26,6	29	28	23,1	36,3	16,7	14,6	4,08	9,742	5,403
	Диз. топливо (тыс.т.)				1,9	4,6	10,8	2,1	0,0	0,376	6,813	0
Средняя цена топлива \$/т.н.т	Газ за тыс.м3	3,27	3,17	3,1	3,04	3,03	3,02	3,02	1,09	1,1	1,08	1,09
	Мазут	13,3	13,2	13	12,15	13,9	13,9	13,9	5,1	5,14	5,06	5,06
	Дизельное топливо				43,6	45,8	41,2	41,9	0,0	15,21	15,46	0
Себестоимость э/э. (Цент/кВт.ч)		0,61	0,78	1,1	1,08	1,19	1,13	1,11	0,43	0,48	0,53	0,56
Средний тариф на эл.энергию (Цент/кВт.ч)		0,76	0,76	0,82	0,75	0,74	0,73	0,73	0,38	0,42	0,46	0,51



Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы Туркменистана



Электроэнергетика Республики Узбекистан

Электроэнергетика Узбекистана является базовой отраслью народного хозяйства Республики и, обладая значительным производственным и научно-техническим потенциалом, оказывает весомое воздействие на развитие всего народнохозяйственного комплекса.

Сплошная электрификация создала возможность развития производственной и социальной инфраструктуры городов и сельских районов Узбекистана, становления промышленности, стройиндустрии.

Электрификация в сельском хозяйстве, ирригации и мелиорации позволила освоить значительные площади плодородных земель Джизакской, Бухарской, Кашкадарьинской и Сурхандарьинской областей, что вывело Республику в число ведущих стран по производству ценнейшего продукта – хлопкового волокна.

Единая электроэнергетическая система Узбекистана полностью обеспечивает потребность объектов экономики и населения республики в электрической энергии. Узбекистан стал крупнейшей энергетической державой в Центрально-Азиатском регионе.

Образованная в соответствии с Указом Президента Республики Узбекистан И. Каримова от 22.02.2001 за № УП-2812 "Об углублении экономических реформ в энергетике Республики Узбекистан" в 2001 году на базе Министерства энергетики Республики Узбекистан ГАК «Узбекэнерго» является основным производителем электрической энергии в республике.

Компания осуществляет централизованное электроснабжение объектов экономики и населения, а также отпуск тепловой энергии промышленным и коммунально-бытовым потребителям в отдельных городах республики. В целях регулирования отношений в области электроэнергетики принят Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» от 30.09.2010 № ЗРУ-225.

ГАК «Узбекэнерго» является комплексной организацией, включающей в свой состав проектные, строительно-монтажные, ремонтные и эксплуатационные организации.

Энергетическую базу республики составляют 42 электростанции компании суммарной установленной мощностью более 12,0 млн.кВт, в том числе 10 тепловых электростанций мощностью 10,6 млн.кВт (85,1%) и 29 гидравлических электростанций мощностью 1,4 млн.кВт (11,4%), прочие 480 млн.кВт (3,5%).

Самые крупные тепловые электростанции Узбекистана имеют следующую установленную мощность: Сырдарьинская ТЭС - 3000 МВт, Ново-Ангренская ТЭС - 2100 МВт, Ташкентская ТЭС - 1860 МВт, Навойская ТЭС - 1250 МВт и Талимарджанская ТЭС - 800 МВт.



Большинство гидроэлектростанций объединено в каскады ГЭС. Наиболее крупные гидроэлектростанции – Чарвакская ГЭС (620,5 МВт), Ходжикентская ГЭС (165 МВт) и Газалкентская ГЭС (120 МВт) имеют водохранилища, позволяющие гидроэлектростанциям работать в режиме регулирования мощности, остальные ГЭС работают в базисном режиме.

К системе централизованного электроснабжения подключены ведомственные электростанции суммарной мощностью 480 МВт.

От тепловых электростанций компании осуществляется теплоснабжение ряда городов

и посёлков республики: Ташкента, Ангрена, Навои, Нурабада, Нуристана.

В структуре первичных энергоресурсов, используемых для производства энергии, газовое топливо в 2011 году составило 94,54%, мазут – 1,5%, уголь – 3,71%.

Электросетевое хозяйство включает в себя более 241,2 тыс.км линий электропередачи всех классов напряжения и порядка 40,3 тыс.МВА трансформаторных мощностей.



Транспортировка электроэнергии от генерирующих источников до предприятий территориальных электрических сетей осуществляется унитарным предприятием «Узэлектросеть» по магистральным электрическим сетям напряжением 110-500 кВ, протяжённостью более 9,1 тыс.км. Реализация электроэнергии потребителям осуществляется территориальными предприятиями электрических сетей по линиям электропередачи напряжением 0,4-110 кВ протяжённостью более 232 тыс.км, в том числе по кабельным сетям 0,4-110 кВ протяжённостью порядка 11 тыс.км.

Правительством республики принят программный документ, определяющий развитие электроэнергетики на период 2009-2014 годы, предусматривающий реализацию в общей сложности 38 инвестиционных проектов и в целом затраты на реализацию Программы оцениваются в размере превышающем 3,5 млрд. долл.

В порядке выполнения мероприятий Программы в 2009-2011 годах реализованы проекты:

- строительство ПС 500 кВ «Узбекистанская» с двумя группами трансформаторов по 501 МВА и ВЛ 500 кВ «Ново-Ангренская ТЭС – Узбекистанская» с финансированием за счет собственных средств отрасли. Ввод этих объектов позволил значительно повысить надежность энергоснабжения потребителей Ферганской долины;

- строительство ВЛ 500 кВ «Гузар – Сурхан» с АТ-2-501 МВА на ПС Сурхан. Финансирование проекта осуществлялось с привлечением заемных средств Фонда реконструкции и развития республики и Исламского банка развития. С вводом ЛЭП 500 кВ и второй группы трансформаторов повысилась устойчивость электроснабжения Сурхандарьинской области, значительно возросли экспортные возможности Узбекистана.

- ВЛ 500 кВ «Сырдарьинская ТЭС – ПС Ташкент» (69,4 км), ВЛ 500 кВ «Сырдарьинская ТЭС – ПС Согдиана» (2-ая цепь, 218 км);

- ПС 110 кВ «Сайилгох» с 2-мя трансформаторами мощностью по 63 МВА и кабельной линией КЛ110 кВ «ПС Северная – ПС Сайилгох» (2х6,3 км) для повышения надёжности электроснабжения центра г. Ташкента;

- завершён монтаж 2-х трансформаторов мощностью по 200 МВА на ПС 220 кВ «Келес», один из которых поставлен под напряжение. Продолжаются работы по заводкам ВЛ 220-110 кВ и строительству ПП 110 кВ «Навои»;

- ВЛ 220 кВ «ПС Гульча – ПС Денау» (28 км) для надёжного электроснабжения Сурхандарьинского энергоузла;

- ВЛ 110 кВ «ГЭС-29-ПС Фазылман» для увеличения выдачи мощности в Ферганский энергоузел в связи с увеличением мощности Андижанской ГЭС до 190 МВт;

- заводки ВЛ 220 кВ на ПС 220 кВ «Иштыхан» с включением под напряжение 1-го трансформатора из 2-х мощностью 63 МВА для внешнего электроснабжения Зармитанского горнорудного комплекса. Продолжаются работы по отходящим ВЛ 110 кВ.

Одновременно, с проведением мер по стабилизации действующего оборудования, предполагается активное внедрение новых технологий производства электрической и

тепловой энергии на базе широкого внедрения парогазовых технологий энергопроизводства. Осуществляется реализация проекта по строительству парогазовой установки мощностью 478 МВт на Навоийской ТЭС и 2-х парогазовых установок мощностью по 450 МВт на Талимарджанской ТЭС. В рамках реализации проекта «Строительство газодожимной компрессорной станции на Навоийской ТЭС» подписан контракт с ОАО «Сумское МНПО им. Фрунзе» на закупку ГДКС. Осуществляется реализация проекта «Внедрение когенерационной газотурбинной технологии на ОАО «ГашТЭЦ» (с компонентом Механизма чистого развития)». Реализация проекта осуществляется с привлечением гранта Организации по развитию новых энергетических и промышленных технологий NEDO и ГАК «Узбекэнерго» по МЧР компоненту проекта.

Оптимизацию структуры потребления топливных ресурсов следует рассматривать в качестве необходимого условия и одного из приоритетных направлений дальнейшего развития генерирующих мощностей.

Для обеспечения максимальной сбалансированности и рациональности в использовании всех видов топлива, предусмотрено в дальнейшем сокращение объемов газа, используемого на электростанциях, с увеличением доли выработки электроэнергии на угле. С этой целью планируется проведение модернизации действующего оборудования на Ново-Ангренской ТЭС – перевод котлов № 1-5 Ново-Ангренской ТЭС на круглогодичное сжигание угля с модернизацией разреза «Ангренский».

В области реализации нетрадиционных и возобновляемых источников энергии предусматривается внедрение детандер-генераторных агрегатов (ДГА) на Сырдарьинской и Талимарджанской ТЭС суммарной мощностью 20 МВт, строительство ГЭС «Камолот» мощностью 8 МВт, модернизация гидрогенераторов Чарвакской ГЭС с увеличением установленной мощности станции.

Их внедрение будет способствовать существенному снижению техногенной нагрузки энергопроизводства на окружающую среду, повышению эффективности использования органического топлива.

Принята и выполняется Программа модернизации и обновления низковольтных электрических сетей на 2011-2015 годы. В 2011 году обеспечен ввод 743,0 км низковольтных линий электропередачи 0,4-6-10 кВ с установкой ТП в количестве 408 комплектов.

В компании разработана и реализуется Программа оснащения современными приборами и средствами учета электроэнергии предприятий энергетики, а также многоквартирных и индивидуальных жилых домов за счет средств компании, активизируются работы по модернизации систем учёта электроэнергии с внедрением АСКУЭ.

Ежегодно проводятся работы по организации Республиканской промышленной ярмарки и Кооперационной биржи, а так же Международной промышленной ярмарки и Кооперационной биржи.

Также ведутся работы по новым инвестиционным проектам. Это проект «Строительство на Ангренской ТЭС энергоблока 130-150 Мвт с теплофикационным отбором для сжигания высокочольного угля», проект «Модернизация Тахиаташской ТЭС с переводом блоков 210 МВт на оборотную схему технического водоснабжения», строительство ВЛ 500 кВ «Сырдарьинская ТЭС – Ново-Ангренская ТЭС», проекты модернизации УП «Фархадская ГЭС», УП «Каскад Шахриханских ГЭС», УП «Каскад Нижнее-Бозсуйских ГЭС», УП «Каскад Кадириных ГЭС», УП «Каскад Ташкентских ГЭС», УП «Каскад Чирчикских ГЭС» и УП «Каскад Самаркандских ГЭС».

Все магистральные линии 220-500 кВ, а так же транзитные линии 110 кВ оснащены быстродействующими защитами. Все транзитные ВЛ 110–500 кВ оборудованы трёхзонными

и дистанционными, и четырёх-ступенчатыми земляными защитами.

В компании активно реализуется «План мероприятий по внедрению и развитию компьютеризации и информационно-коммуникационных технологий», согласно которому: осуществляется внедрение системы электронного документооборота и контроля исполнения, создана первая очередь корпоративной VPN-сети ГАК «Узбекэнерго», все локальные сети территориальных подразделений подключены к первой очереди корпоративной сети, которая является транспортной средой для информационных систем. В частности: оперативно-измерительного программно-технического комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления (ОИК АСДУ), который составляет в настоящее время основу диспетчерского управления режимами Узбекской энергосистемы, программных комплексов по учету и реализации электрической энергии по бытовым и юридическим потребителям, внедряемого программного комплекса биллинговой системы «ПК Электроучет» и планомерно внедряемой системы АИИС КУЭ ГАК «Узбекэнерго».

Автоматизированная система управления (АСУ) энергосистемы осуществляет оперативно-информационное обслуживание всех основных звеньев управления энергосистемы. АСУ энергосистемы позволяет контролировать технологический процесс производства, распределения, передачи и потребления электрической и тепловой энергии.

В составе средств диспетчерско-технологического управления (СДТУ) узбекской энергосистемы функционирует комплекс устройств телемеханики (УТМ) для телеконтроля 4 каскадов ГЭС, 10 ТЭС и 134 ПС.

Для приема телеинформации при диспетчерских пунктах электросетей введены в эксплуатацию автоматизированные рабочие места «Телемеханика» (АРМ-Т) на персональных ЭВМ.

Осуществляется модернизация Автоматизированной системы Диспетчерского Управления (АСДУ) внедрением Программно-Технических Комплексов АСДУ (ПТК АСДУ) на основе специализированных промышленных контроллеров Инженерной Компании «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ», Екатеринбург, Россия и Научно-Производственной Фирмы «ЭНЕРГОСОЮЗ», Санкт-Петербург, Россия с применением многофункциональных измерительных преобразователей РМ 130 PLUS компании SATEC, Иерусалим, Израиль.

Произведена масштабная реконструкция систем ВЧ связи на ПС 500 кВ "Ташкент" – внедрена система передачи по грозозащитному тросу со встроенным механизмом волоконно-оптическим кабелем, подвешенным на ВЛ 500 «ТашТЭС – ПС Ташкент» и ВЛ 500 кВ «ПС Согдиана – ПС Самарканд». Широко внедряются самые современные системы ВЧ связи по ВЛ типа ET производства Словении, с цифровой обработкой сигнала и программным управлением, а также проектируются и внедряются цифровые радиорелейные линии связи типа Mini-Link на магистральных направлениях.

Освоен Проект Радиорелейной линии связи (РРЛ) Ферганской долины (Наманганская, Ферганская, Андижанская области) со всеми ПС Ферганской долины на оборудовании DRL-7I8GA, далее:

от Узбекистанская, ПС Оби-Хаёт, Ангрен ТЭС, Ново-Ангрен ТЭС, ПС Ташкент, ТашТЭС и ГАК «Узбекэнерго» подвешены на грозозащитном тросе ВОЛС-ВЛ (волоконно-оптический кабель связи) с установкой оконечных оборудований СТМ-1. Смонтированы ЦАТС в здании Восточные МЭС ёмкостью 400 N и в Ново-Ангрен ТЭС ёмкостью 600 N.

По проекту Сурхан-Гузар подвешены ВОЛС-ВЛ на грозозащитном тросе с установкой оконечных оборудований FOX-515, имеет возможность выхода на приграничные государства – Афганистан.

Введено РРЛ связь на ПС Термез-Юго-Западные МЭС.

По проекту Сырдарья ТЭС - ПС Согдиана подвешен ВОЛС – ВЛ на грозозащитном

тросе (волоконно-оптический кабель связи) с установкой оконечных оборудований СТМ-1.

По проекту строительство объектов внешнего электроснабжения г. Ташкента на участке ПС Келес – ПП Навои – ПС Северный и ПС Сайилгох – ГАК «Узбекэнерго», Таш ГорПЭС и ЦМЭС прокладывается ВОЛС (волоконно-оптический кабель связи) с установкой оконечных оборудований FOX-515.

По проекту Талимарджанская ТЭС – ПС Согдиана начаты работы по подвеске ВОЛС - ВЛ (волоконно-оптический кабель связи) на грозозащитном тросе. По проекту Сурхан – Гузар подвешены ВОЛС – на грозозащитном тросе с установкой оконечных оборудований FOX-515, имеет возможность выхода на приграничные государства – Афганистан.

Общая характеристика электроэнергетической отрасли

Годы	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Количество работающих (тыс. чел)	40,2	41,0	41,7	42,7	43,5	44,4	43,5	43,0	43,0	44,4	45,2
Ежегодные капиталовложения (млн \$ США)	53,2	54,1	53,5	54,6	46,1	51,3	103,0	108,3	403,1	422,58	548,67
Оборот (млн \$ США)	495	401	413	807	940	1122	1305	1543	1783	1821	2082
Общее количество компаний производителей эл.эн.	15	15	15	15	16	16	16	16	16	16	16
Количество операторов передающей системы	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Количество распределительных компаний	15	15	15	15	14	14	14	14	14	14	14
Количество потребителей	4176804	4236369	4339579	4361883	4471152	4634924	4889594	5016043	5090541	5334221	5528223

Примечание: количество потребителей дано с учётом количества бытовых абонентов

Крупнейшие электростанции

№	Электростанция	Мощность турбогенераторов (МВт)	Количество турбогенераторов	Установленная мощность Электростанции (МВт)
<i>Тепловые электростанции</i>				
1	Сырдарьинская ТЭС	300	10	3000
2	Ново-Ангренская ТЭС	300	7	2100
3	Ташкентская ТЭС	150/155/165	6/3/3	1860
4	Навойская ТЭС	25/50/60/150/160/210	2/2/1/2/2/2	1250
5	Талимарджанская ТЭС	800	1	800
6	Тахиаташская ТЭС	100/110/210	2/1/2	730
7	Ангренская ТЭС	52/52,5/53/54,5/68	1/1/1/1/4	484
8	Ферганская ТЭС	25/50/55/60	1/1/2/2	305
<i>Гидравлические электростанции</i>				
1	Чарвакская ГЭС	150/155/165	2/1/1	620,5
2	Ходжикентская ГЭС	55	3	165
3	Туямуюнская ГЭС	25	6	150
4	Анджиданская ГЭС	35	4	140
5	Фархадская ГЭС	30/33	2/2	126
6	Газалкентская ГЭС	40	3	120

Строительство и реконструкция электростанций

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)						800						
В т.ч.	На ТЭС					800						
	В т.ч. ПГУ и ГТУ											
	На ГЭС											
	Прочие											
Введено основных фондов (млн.сум)					39803,5	135438,2						
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)				-	-	31,72						
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)			50	50	-	-						
В т.ч.	На ТЭС		50	50								
	На ГЭС											
	Прочие											
Затраты на реконструкцию мощностей (млн \$ США)		8,488	4,885	2792	3602	482						
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)		8,488	4,885	2793	3602	482						
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)												
В т.ч.	На ТЭС											
	На ГЭС											
	Прочие											
Затраты на вывод мощностей (млн \$ США)												
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)												

1. На Сырдарьинской ТЭС в 2001-2002 г.г. проведена реконструкция на энергоблоках № 7 и 8 за счёт кредита ЕБРР. В результате проведённой реконструкции мощность энергоблоков доведена до проектной - 300 МВт, повысилась надёжность работы оборудования, и улучшились технико-экономические показатели станции.
2. В 2004 году введён энергоблок мощностью 800 МВт на Талимарджанской ТЭС. На Навоийской ТЭС завершён ремонт энергоблока № 4 (с заменой ЦВД, ЦНД и генератора), мощность энергоблока доведена до 160 МВт (2007 г.).
3. Завершено строительство ПС 500 кВ "Узбекистанская" с двумя группами трансформаторов по 501 МВА и ВЛ 500 кВ "Новоангрская ТЭС – Узбекистанская" (164,9 км). Реализован проект "Строительство ВЛ 500кВ "ПС Гузар – ПС Сурхан" (197,8 км) со второй группой АТ-2-501 МВА на ПС "Сурхан. ВЛ 500кВ Сырдарьинская ТЭС – ПС Ташкент (69,4 км), ВЛ 500 кВ Сырдарьинская ТЭС – ПС "Согдиана" (П цепь 218 км)
4. Проводится реализация следующих инвестиционных проектов: строительство ПГУ на Навоийской ТЭС мощностью 478 МВт, расширение Талимарджанской ТЭС со строительством 2-х блоков ПГУ мощностью по 450 МВт, внедрение когенерационной ГТУ на Ташкентской ТЭЦ (27 МВт), установка ДГА на Сырдарьинская ТЭС (15 МВт) и Талимарджанской ТЭС (5 МВт), перевод энергоблоков №1-5 Ново-Ангрской ТЭС на круглогодичное сжигание угля (1 этап) с модернизацией разреза Ангрский.

Межгосударственные линии электропередачи

Страна	Наименование подстанций	Напряжение (кВ)	Длина (км)	Пропускная способность (МВА)
Казахстан	Ташкентская ТЭС – Чимкент	500	112	900
	Ташкентская ТЭС – Чимкент	220	132	310
	Ташкентская ТЭС – Джилга	220	77	240
Кыргызстан	Лочин – Токтогульская ГЭС	500	178	850
	Лочин – Турабаев	220	2x87,6	450
	Лочин – Ош	220	2x65,3	250
	Кызыл-Рават – Кристалл	220	25	260
	Сардор – Кристалл	220	69	320
	Сокин – Алай	220	2x45,9	200
	Фазылман – Турабаев	220	2x35,9	130
	Юлдуз – Кристалл	220	65	320
Афганистан	Сурхан - Наибабад	230	97	150

Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн.кВт·ч)	4920	4312	4700	4192	4271	4302	4627	4566	3970	4109	4226	4557
в т.ч. ГАК "Узбекэнерго"	4879	4241	4573	4077	4104	4098	4447	4429	3877	4049	4198	4463
Потребление электроэнергии (млн.кВт·ч)	4777	4199	4603	4104	4198	4220	4516	4452	3862	4011	4285	4790

Суточный график в день годового максимума нагрузки (31.12.2011 года)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	5910	5761	5694	5677	5926	6482	6675	6808	6506	6472	6909	6912
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	6856	6747	6791	6973	7247	8052	8026	7938	7917	7808	7769	7634

Выбросы загрязняющих веществ

Год	Топливо (тыс. т.у.т.)	Калорийность (ккал/кг)	Зольность (%)		Содержание серы (%)		Выбросы загрязняющих атмосферу веществ (тыс.т/год)		
			Ангренская ТЭС	Ново-Ангренская ТЭС	Уголь	Мазут	Оксиды серы	Оксиды азота	Летучая зола
Отчетные данные									
2001	17976,3	2206,0	28,51	26,06	1,52	3,19	109,59	48,91	41,28
2002	16958,7	2102,0	30,52	29,16	1,40	3,20	125,1	42,4	55,5
2003	16616,9	1956,0	19,39	31,30	1,38	3,25	120,10	37,17	47,59
2004	17292,2	2084,9	19,14	27,99	1,38	3,30	112,20	36,70	47,86
2005	16132,4	2100,0	17,72	27,004	1,38	3,30	78,41	32,285	29,251
2006	16987,3	2100,0	20,41	23,20	1,38	3,30	96,32	34,658	44,80
2007	16650,1	2261	28,1	25,7	1,38	3,3	80,837	35,093	49,766
2008	17942,1	2135,2	22,34	27,75	1,38	3,3	54,7	35,8	39,5
2009	17100,5	2216,8	22,6	27,26	1,38	2,35	48,7	31,79	43,3
2010	16964,7	2140,1	22,92	27,45	1,38	2,26	44,8	31,09	37,5
2011	18180,0	2138,6	23,84	28,17	1,38	2,44	49,9	41,8	43,3

Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы Узбекистана

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Производство ЭЭ (млрд.кВт·ч)		47,9	49,3	48,7	49,7	47,6	49,37	49,01	50,15	50,04	51,94	52,75	
В т.ч.	ГЭС	42,4	41,9	40,9	42,3	40,2	42,88	42,36	45,47	43,35	43,51	46,84	
	ГЭС	4,7	6,0	6,3	6,0	6,0	5,14	5,67	3,93	5,36	6,55	4,6	
	Прочие	0,8	1,4	1,5	1,4	1,4	1,32	0,98	0,75	1,45	1,85	1,3	
Потребление ЭЭ (млрд.кВт·ч)		48,4	49,2	48,7	49,4	47,2	48,9	50,0	50,3	49,99	50,77	52,02	
Экспорт ЭЭ (млрд.кВт·ч)		0,85	0,70	0,814	0,889	0,964	1,327	0,787	0,799	0,94	1,16	1,39	
Импорт ЭЭ (млрд.кВт·ч)		1,35	0,60	0,8	0,64	0,7	0,9	1,776	0,898	0,887	0	0,66	
Установленная мощность (МВт)		11583	11558	11238	12038	12359	12401	12401	12401	12401	12474	12514	
В т.ч.	Тепловых	9844	9819	9819	9887	10619	10619	10619	10619	10619	10619	10619	
	В т.ч.	На твёрдом топливе	2584	2584	2584	2584	2584	2584	2584	2584	2584	2584	2584
		На газе	7260	7235	7235	7303	8035	8035	8035	8035	8035	8035	8035
	Гидравлических	1419,7	1419,7	1419,7	1419,7	1419,7	1419,7	1419,7	1419,7	1419,7	1419,7	1414,7	
	Прочих	319	319	319	319	319	362,5	362,5	362,5	362,5	435,0	480	
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		7567	7925	7794	7741	7535	8177	8247	7963	7763	8054	8052	
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,08	50,04	50,08	50	50,12	50	50,08	50,0	50,0	50,04	50,0	
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд.кВт·ч)		2,7	2,68	2,67	2,76	2,46	2,22	2,53	2,69	2,59	2,53	2,65	
Расход ЭЭ на производственные нужды энергосистем (млрд.кВт·ч)		0,3	0,3	0,03	0,07	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд.кВт·ч)		6,9	7,7	8,37	8,89	8,05	6,81	6,75	7,6	7,35	7,59	7,83	
Уд. расход топлива на выработку ЭЭ (г/кВт·ч)		381,9	383,3	384,5	387,7	381,0	377,6	374,6	380,8	383,6	379,9	378,9	
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		172,4	177,3	178,4	178,4	176,4	176,6	176,7	180,7	176,2	179,5	178,3	
Расход натурального топлива	Газ (млрд.м ³)	13,8	12,5	12,42	13,1	12,7	12,94	12,9	14,58	13,67	13,77	14,88	
	Мазут (млн. т)	1,14	1,4	1,26	1,16	0,67	0,59	0,56	0,24	0,24	0,24	0,2	
	Уголь (млн. т)	2,2	2,4	1,8	2,6	2,05	2,56	2,66	2,18	2,61	2,01	2,21	
Доля расхода топлива	Газ (%)	87,7	84,8	86,4	86,7	90,5	88,0	89,97	94,44	93,25	94,39	94,54	
	Мазут (%)	8,3	10,9	10,25	8,65	5,6	6,25	4,6	1,82	1,92	1,98	1,50	
	Уголь (%)	4,0	4,2	3,03	4,4	3,9	5,75	5,43	3,74	4,83	3,63	3,71	
Полезный отпуск ЭЭ (млрд.кВт·ч)		38,1	38,3	37,5	37,6	36,7	39,42	40,62	40,74	39,68	39,18	42,28	
В т.ч.	Промышленность	16,0	16,5	16,2	15,8	15,97	16,21	15,83	16,08	15,74	15,9	17,04	
	Транспорт	1,23	1,2	1,2	1,3	1,35	1,30	1,25	1,26	1,18	1,14	1,3	
	Сельское хозяйство	11,2	11,8	11,5	11,6	10,3	10,73	9,38	10,11	8,87	8,59	9,49	
	Комбыт	9,6	8,8	8,6	8,8	9,1	11,17	14,16	13,28	13,89	13,55	14,24	
	В т.ч. население	5,9	5,8	5,5	5,4	6,3	7,77	11,07	8,30	9,41	9,84	9,95	
Себестоимость ЭЭ (ц/кВт·ч)		1,37	1,17	1,16	2,4	2,58	2,75	2,63	2,95	3,18	2,93	3,60	
Себестоимость ТЭ (\$/Гкал)		5,731	5,496	5,64	5,78	6,31	6,88	7,23	8,56	9,57	7,46	11,04	
Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт·ч)		1,25	1,05	1,45	2,1	2,6	3,14	3,0	3,9	4,29	4,45	4,91	
В т.ч.	Промышленность	1,27	1,04	1,51	2,32	2,83	3,05	3,5	3,96	4,31	4,47	4,92	
	Население	1,11	0,93	1,28	2,1	2,57	3,58	3,4	3,85	4,27	4,41	4,89	
Средняя цена топлива (\$/т.у.т)		16,0	12,0	15,0	21,0	25,0	32,18	31,12	30,4	29,88			
В т.ч.	Газ	1,5	12,2	14,8	20,7	24,8	30,89	32,44	32,07	33,3			
	Мазут	13,5	10,5	13,4	20,7	23,8	37,93	60,43	60,55	63,53			
	Уголь	18,5	14,8	17,8	22,8	25,2	45,41	15,79	17,05	13,93			

Законодательные и правовые акты, действующие в Республике Узбекистан Законы Республики Узбекистан

- "О рациональном использовании энергии" от 25.04.97, № 413-1.
- "О безопасности гидротехнических сооружений" от 20.08.99, № 826-1.
- "О естественных монополиях" от 24.04.97, № 398-1 (в ред. от 19.08.99, № 815-1).
- "Об экологической экспертизе" от 25.05.2000, № 73-П.
- "Об электроэнергетике" от 30.09.2009 г.

Указ Президента Республики Узбекистан

- Об углублении экономических реформ в энергетике Республики Узбекистан

Постановления и распоряжения Президента Республики Узбекистан

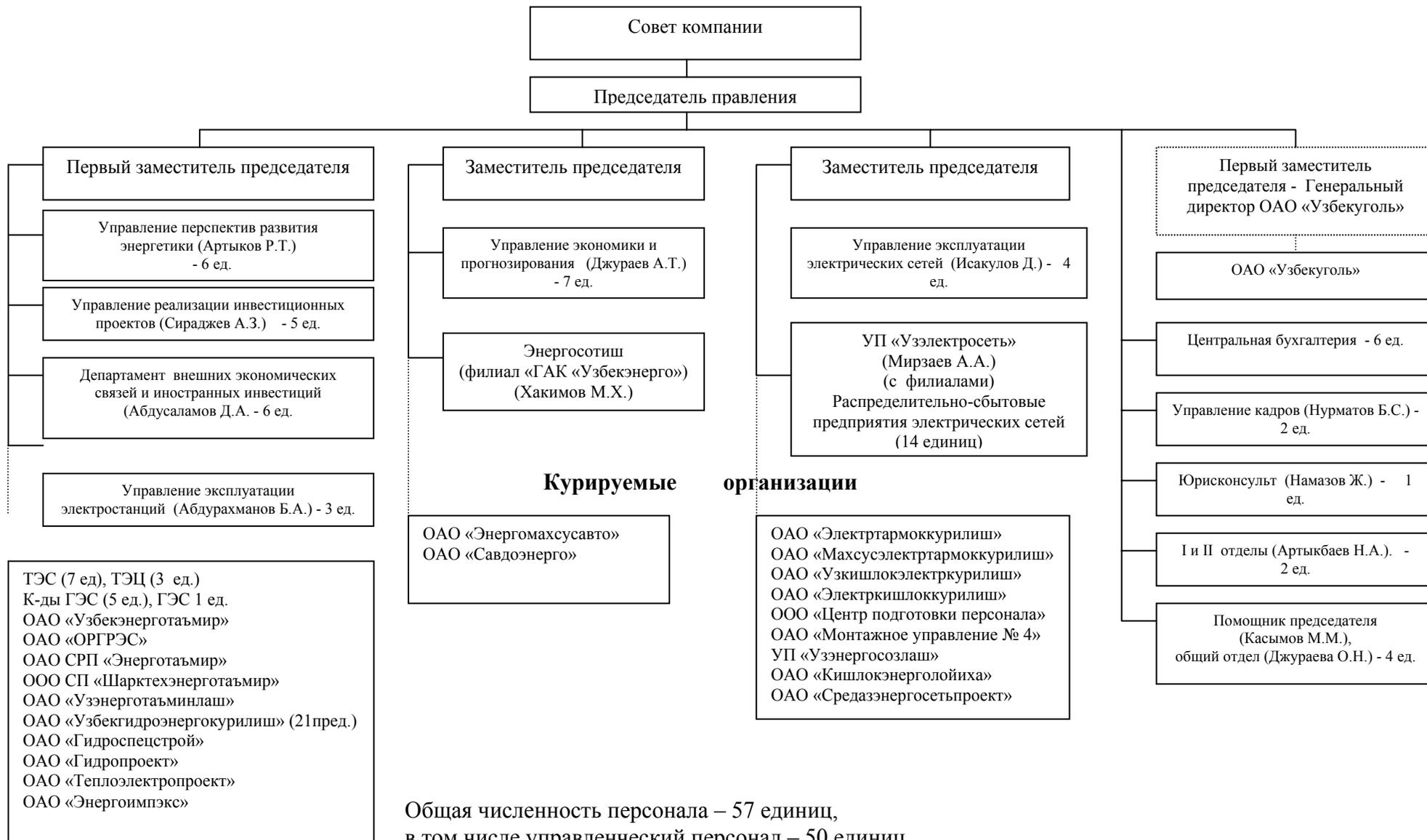
- О мерах по дальнейшей реализации инвестиционного проекта "Строительство линии электропередачи напряжением 500 кВ ПС "Гузар" – ПС "Сурхан" с автотрансформатором на ПС "Сурхан"
- О мерах по обеспечению подготовки отраслей экономики Республики Узбекистан к устойчивой работе в осенне-зимний период 2009/2010 годов
- О мерах по реализации инвестиционного проекта "Строительство парогазовой установки на Навоийской ТЭС"
- О мерах по реализации проекта по внедрению когенерационной газотурбинной технологии на ОАО "Ташкентская ТЭЦ"
- О подготовке и проведении заседания Совета глав государств Шанхайской организации сотрудничества в г. Ташкенте, а также других мероприятий в рамках председательства Республики Узбекистан в ШОС
- О программе локализации производства готовой продукции, комплектующих изделий и материалов на основе промышленной кооперации на 2010 год
- О мерах по реализации инвестиционного проекта "Перевод энергоблоков № 1-5 Ново-Ангренской ТЭС на круглогодичное сжигание угля (1 этап) с модернизацией разреза "Ангренский"
- О первоочередных мерах по реализации инвестиционного проекта "Расширение Талимарджанской ТЭС со строительством двух парогазовых установок мощностью по 450 МВт"
- О балансе производства и потребления электрической энергии на 2011 год
- О мерах по реализации инвестиционного проекта "Установка детандер-генераторов на Сырдарьинской и Талимарджанской ТЭС"
- О мерах по обеспечению подготовки отраслей экономики республики к устойчивой работе в осенне-зимний период 2011/2012 годов
- О мерах по реализации инвестиционного проекта "Строительство ВЛ 500 кВ Талимарджанская ТЭС – ПС Согдиана" с ОРУ 500 кВ Талимарджанской ТЭС
- О мерах по ускорению реализации модельного проекта "Повышение энергоэффективности на Ташкентской ТЭЦ с внедрением технологии когенерационной газовой турбины высокой производительности"

Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан

1. Об углублении экономических реформ в энергетике Республики Узбекистан
2. О мерах по организации деятельности Государственно-акционерной компании «Узбекэнерго»
3. О составе членов Совета Государственно-акционерной компании «Узбекэнерго»
4. О мерах по упорядочению системы взаиморасчетов за потребляемую электроэнергию

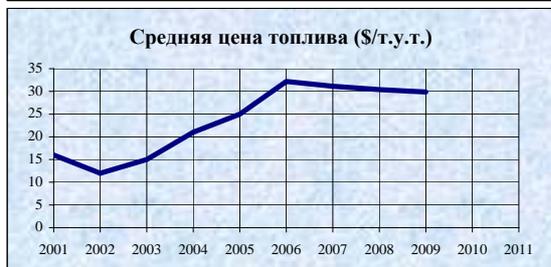
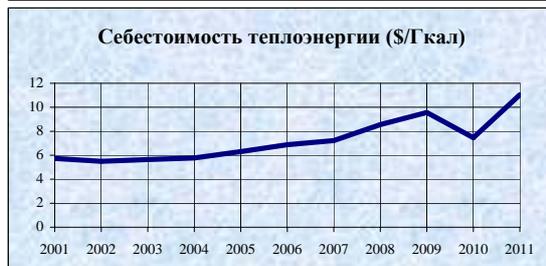
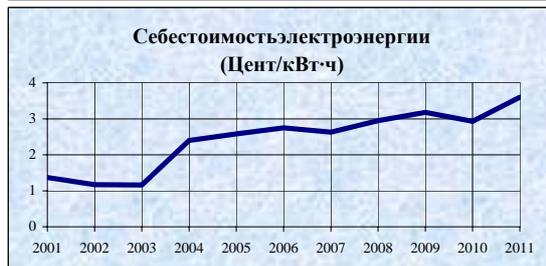
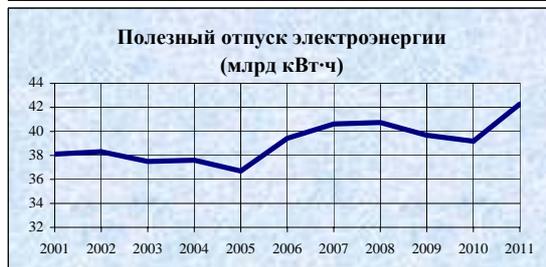
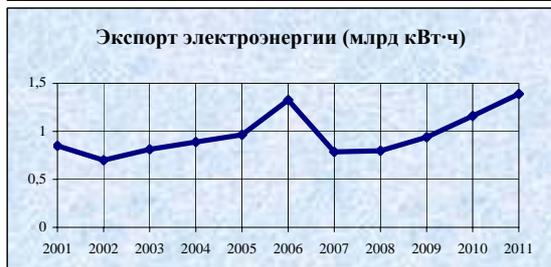
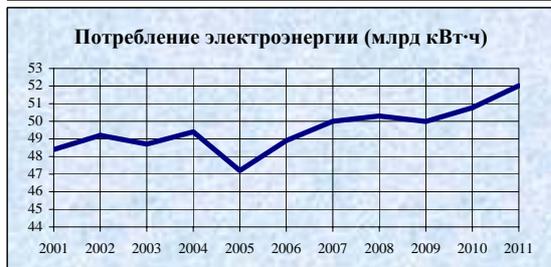
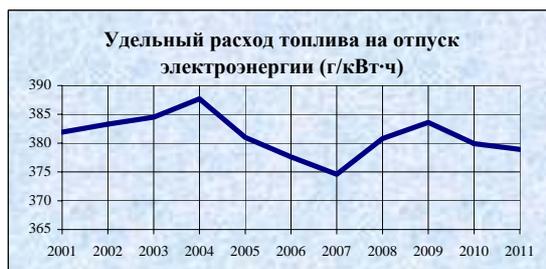
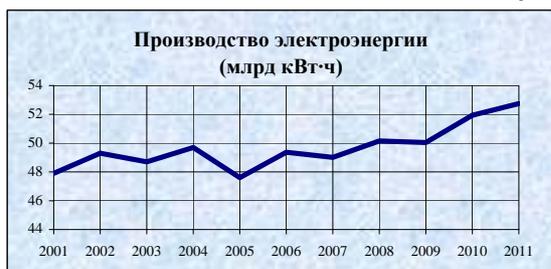
5. Об организации деятельности Государственного агентства по надзору в электроэнергетике
6. Об утверждении Правил охраны электрических сетей и сооружений
7. Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по проведению энергетических обследований и экспертиз
8. Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по производству электрической энергии на стационарных электростанциях, подключенных к единой энергетической системе
9. О совершенствовании организации деятельности ГАК "Узбекэнерго"
10. О развитии малой гидроэнергетики в Республике Узбекистан
11. О дополнительных мерах по укреплению системы учета и контроля за реализацией и использованием электрической энергии
12. Об утверждении Правил пользования электрической и тепловой энергией
13. О внесении изменений в Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 24 февраля 2001 года № 93 "О мерах по организации деятельности Государственно-акционерной компании "Узбекэнерго"
14. Об утверждении Положения о порядке подготовки и реализации инвестиционных проектов в рамках Механизма чистого развития Киотского протокола
15. О дополнительных мерах по стабилизации потребления электрической энергии
16. О программе действий по охране окружающей среды РУз на 2008-2012 годы
17. О мерах по разработке Концепции реформирования системы теплоснабжения и Программы модернизации и развития системы теплоснабжения в республике на период 2009-2015 гг.
18. О дополнительных мерах по совершенствованию системы учета и контроля потребления электрической энергии
19. О мерах по организации деятельности частных операторов и своевременной оплате за электрическую энергию
20. Об утверждении правил пользования электрической и тепловой энергией
21. О мерах по реализации Закона Республики Узбекистан "Об электроэнергетике"
22. О внесении изменений в некоторые решения Правительства Республики Узбекистан (Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 22.08.2009 г. № 245 "Об утверждении Правил пользования электрической и тепловой энергией")
23. О внесении изменений и дополнений в некоторые решения Правительства Республики Узбекистан (Закон Республики Узбекистан от 30 сентября 2009 г. "Об электроэнергетике")
24. Об утверждении Правил охраны объектов электросетевого хозяйства
25. О дополнительных мерах по дальнейшей реализации инвестиционного проекта "Перевод энергоблоков № 1-5 Ново-Ангренской ТЭС на круглогодичное сжигание угля (1 этап) с модернизацией разреза "Ангренский"
26. О мерах по дальнейшему совершенствованию порядка декларирования (утверждения) и установления регулируемых цен (тарифов) на товары (работы, услуги)
27. О мерах по ускорению реализации инвестиционного проекта "Строительство парогазовой установки на Навоийской ГЭС с участием Консорциума иностранных компаний "Инитекэнергия" (Испания) и "Чаликэнерджи" (Турция)
28. О Программе модернизации и обновления низковольтных электрических сетей на 2011-2015 годы
29. Об организации деятельности Национального комитета Узбекистана по большим плотинам

**Структура исполнительного аппарата
Государственно-акционерной компании «Узбекэнерго»**



Общая численность персонала – 57 единиц,
 в том числе управленческий персонал – 50 единиц,
 вспомогательный персонал – 7 единиц.

Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы Республики Узбекистан



Электроэнергетика Украины

В конце 80-х годов Минэнерго Украины сделало первые шаги в направлении перевода энергетики на рыночные отношения. В основу реформирования отрасли и создания рынка электроэнергии были положены принципы сохранения объединенной энергетической системы и централизованного управления ею, демополизации региональных энергообъединений, создания условий для конкуренции среди энергопроизводителей и поставщиков электрической энергии.



По этой программе были ликвидированы 8 региональных производственных энергетических объединений (ПЭО), каждое из которых объединяло производство, передачу и реализацию электро- и теплоэнергии потребителям, созданы Государственная электрическая компания магистральных электросетей (220-750 кВ) и Национальный диспетчерский центр. Позднее эти две государственные структуры были объединены в Национальную энергетическую компанию "Укрэнерго" (далее – ГП "НЕК «Укрэнерго»),

осуществляющую централизованное диспетчерское (оперативно-технологическое) управление Объединенной энергетической системой (ОЭС) Украины, эксплуатацию и развитие магистральных и межгосударственных электросетей, а также техническое и информационное обеспечение работы Оптового рынка электроэнергии Украины.

Сегодня в ОЭС Украины входят магистральные и межгосударственные электросети напряжением 220-750 кВ, а также межгосударственные линии напряжением 0,4-110 кВ, находящиеся в собственности государства и эксплуатирующиеся подразделением ГП «НЭК «Укрэнерго» – Магистральные электрические сети (МЭС). Эксплуатационное обслуживание распределительных электросетей 0,4-110 кВ осуществляется 30-ю акционерными энергоснабжающими компаниями, выполняющими также функцию сбыта электроэнергии потребителям.

Вместо монопольных, вертикально интегрированных энергообъединений было создано 6 (в дальнейшем 7) энергогенерирующих компаний [четыре тепловых (впоследствии пять), две гидроэнергетических (впоследствии объединены в одну) и одну атомную], а также 27 (в дальнейшем 30) крупных) энергоснабжающих компаний, которые остались естественными монополистами, поскольку владеют распределительными сетями и осуществляют снабжение энергией на закрепленной территории. В новых условиях значительно уменьшилось централизованное управление энергетикой со стороны Минэнерго. Были созданы Национальная комиссия регулирования электроэнергетики и государственное предприятие "Энергорынок".

В конце 1999 года указом Президента Украины на базе Минэнерго, Минуглепрома, Государственного департамента нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности, Государственных департаментов по вопросам электроэнергетики и по вопросам ядерной энергетики было создано Министерство топлива и энергетики Украины.

Важным этапом реформирования энергетики стало принятие в 1997 году Закона Украины "Об электроэнергетике". Важную конструктивную роль в подготовке проекта Закона, проведении широкого общественного обсуждения основных его положений и разработке соответствующих рекомендаций в адрес Верховной Рады сыграли общественные объединения энергетиков Украины. В соответствии с Законом вся вырабатываемая электростанциями, входящими в состав ОЭС Украины, электроэнергия подлежит продаже оптовому рынку, где формируется усредненная оптовая цена на электроэнергию для всех потребителей Украины.

С целью обеспечения финансирования научной и инвестиционной деятельности, разработки нормативно-технической документации, внедрения новых технологий, поддержки деятельности предприятий и организаций, которые обеспечивают безопасность функционирования электроэнергетической отрасли в целом, в 1999 году было создано объединение энергетических предприятий "Отраслевой резервно-инвестиционный фонд развития энергетики". Учредителем Фонда является Министерство энергетики Украины. Членами Фонда являются 29 энергетических компаний, предприятий, организаций.

Следует отметить, что особенностью электроэнергетического баланса Украины в конце 80-х и в 90-е годы была стойкая тенденция к снижению производства и потребления электроэнергии, обусловленная общим экономическим кризисом в стране, ростом цен на топливо, резким падением дисциплины платежей, сработкой и старением основных фондов и т.д.

По состоянию на конец 2011 года 81,4% энергоблоков тепловых электростанций превысили границу физического износа в 200 тыс. часов наработки и нуждаются в модернизации или замене. В распределительных сетях оборудование 36,7% трансформаторных подстанций исчерпало свой ресурс, около 260 тыс. км воздушных линий электропередачи требуют замены, морально устарела аппаратура распределительных устройств.



В этих условиях энергопроизводство Украины характеризовалось значительным ростом удельного веса атомной энергетики, которая постепенно с 20-25% общего производства электроэнергии в стране поднялась до 50% и в условиях переходной экономики сыграла решающую роль в обеспечении энергоснабжения Украины. С вводом в 1995 году в эксплуатацию последнего 6-го энергоблока 1000 МВт было завершено строительство крупнейшей в Европе Запорожской АЭС мощностью 6000 МВт.

Энергогенерирующие объекты Украины входят в состав 7 акционерных энергогенерирующих компаний - Днепрэнерго, Донбассэнерго, Западэнерго, Центрэнерго, Укрэнерго (создана на базе "Днепротрансэнерго" и "Днепротрансэнерго"), Национальной атомной энергогенерирующей компании "Энергоатом" и ООО "Востокэнерго", а из 32 теплоэлектроцентралей (общего пользования и коммунальных) 18 теплоэлектроцентралей являются членами общественной организации Ассоциация "Укртеплоэлектроцентраль".

Четыре акционерные энергогенерирующие компании "Днепрэнерго", "Донбассэнерго", "Центрэнерго" и "Западэнерго", 25%+1 акция которых принадлежит государству, а также частная энергогенерирующая компания "Востокэнерго" объединяют 14 мощных ТЭС с блочными агрегатами единичной мощностью 150, 200, 300 и 800 МВт.

Общее число энергоблоков на ТЭС и ТЭЦ составляет 102 единицы, в том числе: мощностью 150 МВт – 6 единиц, 200 МВт – 42 единицы, 250 МВт – 5 единиц, 300 МВт – 42 единицы и 800 МВт – 7 единиц. Большинство энергоблоков построены и введены в эксплуатацию на протяжении 1959-1977 годов. Значительная их часть работает свыше 30 лет, что существенно превышает принятую в мировой практике границу физического и морального износа.

ПАО "Укргидроэнерго" имеет в своем составе каскады гидростанций на реках Днепр и Днестр.

Общее число гидроагрегатов на гидроэлектростанциях Минэнергоугля Украины - 173, в т.ч. ПАО "Укргидроэнерго" – 101 гидроагрегат.

В НАЭК "Энергоатом" на четырех атомных электростанциях находится в эксплуатации 15 энергоблоков, из них 13 с реакторами ВВЭР-1000 мощностью по 1000 МВт и 2 с реакторами ВВЭР-440 мощностью по 440 МВт.

Публичное акционерное общество "Днепроэнерго" имеет установленную мощность электростанций 8185 МВт. В состав компании входят 3 ТЭС: Запорожская, Криворожская и Приднепровская. Основным топливом для всех энергоблоков (кроме 800 МВт) является уголь, вспомогательным – природный газ и мазут.

Публичное акционерное общество "Донбассэнерго" имеет установленную мощность 2795 МВт. В настоящее время в состав компании входят 2 ТЭС: Старобешевская и Славянская.

Зуевская, Луганская и Кураховская ТЭС в настоящее время входят в состав общества с ограниченной ответственностью "Востокэнерго" и имеют установленную мощность 4057 МВт. Для всех электростанций основным топливом является уголь, вспомогательным - природный газ и мазут.



Публичное акционерное общество "ДТЭК Западэнерго" имеет установленную мощность электростанций 4600 МВт. В состав компании входят 3 ТЭС – Бурштынская, Добротворская, Ладыжинская и Ладыжинская ГЭС. Для всех ТЭС основным топливом является уголь, вспомогательным – природный газ, мазут.

Публичное акционерное общество "Центрэнерго" имеет установленную мощность электростанций 7600 МВт. В состав компании входят 3 ТЭС: Угледорская, Змиевская и Трипольская. Основное топливо – уголь, вспомогательное – природный газ, мазут. Три энергоблока 800 МВт Угледорской ТЭС и два энергоблока 300 МВт Трипольской ТЭС – газомазутные.



Основой гидроэнергетики Украины являются ГЭС-ГАЭС Днепровского каскада суммарной установленной мощностью 3148,6 МВт. Основным регулятором стока воды в Днепре является Кременчугская ГЭС, полезный объем водохранилища которой составляет 9 млрд. куб. м.

Днепровский каскад ГЭС и ГАЭС включает в себя Днепровскую ГЭС-1 мощностью 702 МВт, Днепровскую ГЭС-2 мощностью 40,8 МВт и Днепровскую ГАЭС, которая находится в стадии строительства. Первый гидроагрегат ГАЭС введен в промышленную эксплуатацию 22 октября 2010 года, а еще два будут запущены до 2014 года.

В энергетической системе Украины параллельно с электростанциями Минэнергоугля работают электростанции других министерств и ведомств суммарной мощности 3590 МВт: ТЭЦ, находящиеся в коммунальной собственности – 556,3 МВт; ТЭЦ, находящиеся на самостоятельном балансе – 292 МВт; блок-станции – 2150 МВт.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ Минэнергоугля - 8562 Гкал/ч.

Оперативно и эффективно решать возникающие вопросы для ТЭЦ (из-за расположения в различных регионах Украины и отсутствия опыта работы в рыночных условиях) стало практически невозможным. Поэтому ряд ТЭЦ объединились в Ассоциацию "Укртеплоэлектроцентраль". На сегодняшний день в ее состав входят 18 ТЭЦ общей установленной мощностью – 2522,6 МВт и тепловой – 15514,7 Гкал/ч. Эти станции обеспечивают теплом несколько миллионов человек.

На балансе Минэнергоуголь Украины находится 3,7 тыс. км (в двухтрубном измерении) тепловых сетей, более 90 % которых выполнены подземным способом прокладки в непроходных каналах.

Тепловые сети распределяются по срокам эксплуатации: до 5 лет – 405,8 км, от 5 до 10 лет – 449,7 км, от 10 до 15 лет – 510,8 км, от 15 до 25 лет – 1067,2 км, свыше 25 лет – 1290,7 км.

Сырьевая база угля в Украине достигает 120 млрд. тонн, разведанных запасов – 45,8 млрд. тонн, из них энергетического угля – 32,8 млрд. тонн. Основные запасы каменного угля сосредоточены в Донецком и Львовско-Волинском бассейнах, а бурого - в Днепровском бассейне. На действующих шахтах балансовые запасы составляют 9,5 млрд. тонн, в т.ч. энергетического – 5,5 млрд. тонн.

Украина активно использует в своей энергетике ядерное топливо, которое в основном поставляется из Российской Федерации. Добычу и переработку урановой руды в Украине осуществляет Восточный горно-обогатительный комбинат (г. Желтые Воды). Сегодня комбинат - крупнейший в Европе производитель концентрата природного урана. Запасы урана на действующих шахтах обеспечивают нынешний уровень добычи на срок более 20-ти лет. Найдены месторождения урановых руд и в других регионах Украины.

Оживилась работа по реализации инвестиционных проектов в электроэнергетической отрасли, в том числе при участии Мирового банка, Европейского банка реконструкции и развития, ведущих энергетических фирм мира.

Проведение реконструкции 70 гидроагрегатов (в том числе 64 гидроагрегата ГЭС Днепровского каскада и 6 гидроагрегатов Днестровской ГЭС-1) предусмотрено Проектом реконструкции гидроэлектростанций ОАО «Укрэнерго» (вторая очередь). Продолжительность реконструкции – 12 лет (2006-2017 гг.). Ожидаемые результаты – увеличение установленной мощности гидроэлектростанций на 245,2 МВт и среднегодового объема производства электроэнергии на 207 млн.кВтч. Проект внедряется поэтапно, реализация первого этапа (2006-2014 гг.) осуществляется с привлечением кредита Мирового банка в сумме 166 млн. долл. США. Для реализации следующего этапа (2012-2017 гг.) предусматривается привлечение кредитных ресурсов Европейского банка реконструкции и развития и Европейского инвестиционного банка на общую сумму 400 млн. евро.

29.09.2011 г. заключено соглашение между Украиной и Европейским банком реконструкции и развития о предоставлении кредита в сумме 200 млн. евро для финансовой поддержки проекта. В ближайшее время ожидается завершение переговорного процесса и подготовки юридических документов для составления соглашения с Европейским инвестиционным банком.

Сейчас проводятся работы по реализации первого этапа Программы реабилитации. Демонтируется морально устаревшее и физически изношенное оборудование, вместо него устанавливается новейшее оборудование из России и ведущих западных фирм, проводится реконструкция гидроагрегатов Днепровской, Киевской и Каховской ГЭС. Будут решены экологические проблемы, связанные с попаданием масла в р. Днепр, регулирование и управление ГЭС станет современным - на уровне международных стандартов. Начата реализация проекта контроля и системы безопасности гидротехнических сооружений, в рамках проекта на протяжении 1996-2002 гг. выполнена реконструкция 16 гидроагрегатов.

Продолжается строительство первой очереди Днестровской ГАЭС в составе 3-х гидроагрегатов мощностью 324 МВт каждый. Это будет уникальное подземное гидросооружение с 150-метровым перепадом воды и искусственным верхним водоемом площадью 250 га. Общая стоимость работ по завершению строительства 3-х гидроагрегатов оценивается в 600 млн. долл. США. На сегодняшний день ведется поиск инвесторов, и рассматриваются различные модели финансирования строительства второй очереди ГАЭС в составе 4-х гидроагрегатов, после завершения которой, суммарная мощность Днестровской ГАЭС составит 2 268 МВт.

Ведутся работы по модернизации и реконструкции на Запорожской, Приднепровской, Криворожской, Зуевской, Бурштынской, Кураховской и Луганской ТЭС.

В конце 2000 года состоялось событие, которое вызвало огромный политический и общественный резонанс во всем мире. В соответствии с решением Верховной Рады Украины 15 декабря в 15-00 была прекращена работа блока №3 Чернобыльской АЭС и электростанция была окончательно остановлена. Для молодой державы это решение далось очень нелегко, однако Украина продемонстрировала мировому сообществу, что она придерживается своих обещаний. Для компенсации утраченных энерго мощностей в настоящее время введены в эксплуатацию энергоблоки ВВЭР-1000 на Хмельницкой и Ровенской АЭС.

С целью решения социальных проблем, связанных с выводом из эксплуатации ЧАЭС, Правительство Украины утвердило 29.11.2000 г. "Программу социальной защиты работников Чернобыльской АЭС и жителей г. Славутич в связи с выводом из эксплуатации станции".

При реализации кадровой политики, направленной, прежде всего, на повышение профессионально-квалификационного уровня руководящего состава и специалистов отрасли, учитывались изменения форм собственности и хозяйствования, состояние рыночных изменений, которые происходят в энергетическом комплексе.

При содействии Международного института менеджмента в 2001 году 30 специалистов высшего и среднего звена прошли обучение по программе "Магистр Бизнес Администрации для энергетической отрасли". Всего по этой программе подготовлено 150 специалистов, 90% которых успешно работают на руководящих должностях в энергетике.

220 человек из инженерно-технического состава электроэнергетической отрасли повысили квалификацию на Отраслевом факультете повышения квалификации Киевского политехнического института.

За годы независимости Украины основное бремя испытаний и ответственности несли профессионалы энергетики, которые создавали мощный энергетический комплекс государства и продолжают работать в отрасли.

Располагая значительными запасами угля и урана, Украина, тем не менее, занимает третье место в мире (после России и США) по потреблению природного газа, 85% которого импортируется из России и Туркменистана. В связи с этим, развитие собственной топливной базы было положено в основу утвержденной Верховной Радой Национальной энергетической программой Украины до 2010 г. Но из-за отсутствия надлежащего финансового обеспечения, она не стала программой практической реализации долгосрочных планов развития электроэнергетики страны.

Практическим шагом к разработке долгосрочной энергетической политики и стратегии развития энергетики Украины стало распоряжение Президента Украины от 27 февраля 2001 года № 42/2001-рп "О разработке Энергетической стратегии Украины на период до 2030 года и дальнейшую перспективу". К работе над ней были привлечены

ведущие специалисты и известные ученые, представители государственных структур, научных учреждений и общественных организаций. В результате этого в марте 2006 года Энергетическая стратегия Украины была представлена общественности и, чуть позже, распоряжением Кабинета Министров Украины от 15.03.2006 № 145-р, была одобрена.

Основным приоритетом Энергетической стратегии Украины является обеспечение эффективного развития энергетики и достижение такого уровня ее развития, который может обеспечить высокие стандарты жизни граждан Украины. Целью Энергетической стратегии является также определение путей и создание условий для безопасного, эффективного и надежного функционирования энергетического сектора экономики.

В связи с этим в Энергетической стратегии определяются пути рационального обеспечения страны топливно-энергетическими ресурсами, стабильного энергообеспечения всех потребителей, существенного повышения уровня энергетической эффективности, уменьшения негативного влияния энергетики на окружающую среду как неперемного условия нормальной жизнедеятельности общества.

Главными научно-техническими и технологическими проблемами обеспечения перехода электроэнергетики страны на путь стабильного развития являются необходимость коренной перестройки структуры генерирующих мощностей в сторону увеличения их маневренных возможностей и обеспечения стабильной частоты электрического тока в объединенной энергосистеме (ОЭС) Украины, повышение энергетической и экономической эффективности технологического оборудования энергетических предприятий, обеспечение требований защиты окружающей среды от воздействия энергетических объектов.

В настоящее время готовятся изменения в Энергетическую стратегию. Обновленную Энергетическую стратегию предполагается одобрить в июне 2012 года.

Высокий научно-технический и общественно-политический уровень участия ведущих специалистов энергетической отрасли, Национальной академии наук, технических университетов и общественных объединений энергетиков Украины в формировании энергетической политики государства позволяют надеяться, что Энергетическая стратегия Украины на далекую перспективу станет подлинной программой действий и будет реализована. Благодаря существующей структуре энергетического комплекса, высокому моральному и профессиональному уровню специалистов, ни в одну из 10-ти прожитых последних зим Украина не оставалась без света и тепла.

Крупнейшие электростанции

№	Электростанция	Мощность турбогенераторов (МВт)	Количество турбогенераторов	Установленная мощность электростанции (МВт)
<i>Тепловые электростанции</i>				
1	Углегорская ТЭС	300/800	4/3	3600
2	Запорожская ТЭС	300/800	4/3	3600
3	Криворожская ТЭС	282	10	2820
4	Бурштынская ТЭС	185/195	4/8	2300
5	Змиевская ТЭС	175/275/325	6/3/1	2200
6	Ладыжинская ТЭС	300	6	1800
7	Трипольская ТЭС	300	6	1800
8	Старобешевская ТЭС	175/200/215	4/5/1	1915
9	Приднепровская ТЭС	150/285/310	4/3/1	1765
10	Луганская ТЭС	175/200	3/4	1325
11	Кураховская ТЭС	200/210/222/225	1/4/1/1	1487
12	Зуевская ТЭС	300/320/325	2/1/1	1245

13	Славянская ТЭС	80/800	1/1	880
14	Добротворская ТЭС	100/150	2/2	500
15	Киевская ТЭЦ-5	100/250	2/2	700
16	Киевская ТЭЦ-6	250	2	500
17	Харьковская ТЭЦ-5	110/250	2/1	470
<i>Атомные электростанции</i>				
1	Запорожская АЭС	1000	6	6000
2	Южно-Украинская АЭС	1000	3	3000
3	Ровенская АЭС	415/420/1000	1/1/2	2835
4	Хмельницкая АЭС	1000	2	2000
<i>Гидравлические электростанции</i>				
1	Днепровская ГЭС	65/72/2/100,8/112,5/120	3/6/1/2/5/1	1513,1
2	Днестровская ГЭС-1	117,0	6	702,0
3	Кременчугская ГЭС	52,08/60	11/1	632,9
4	Каневская ГЭС	18,5/22	16/8	472
5	Киевская ГЭС	18,5/22,0	3/17	429,5
6	Днепродзержинская ГЭС	44,0/48,4	4/4	369,6
7	Каховская ГЭС	55,8/50	5/1	329,0
8	Киевская ГАЭС	37,0/41,5	3/3	235,5
9	Ташлыкская ГАЭС	151	2	302
10	Днестровская ГАЭС	324	1	324

Электрические сети

Общая протяженность линий электропередачи всех классов напряжения составляет 934 710 км, магистральных ЛЭП напряжением 220-750 кВ – 22 923,07 км.

Количество трансформаторных подстанций всех классов напряжения – 202 824 шт., количество понижающих подстанций 35-750 кВ и мощность силовых трансформаторов составляет 5 516/164 728,57 шт./МВА.

Количество выключателей напряжением 3-750 кВ, находящихся в эксплуатации, – 123 484 шт., а общее количество и суммарная мощность силовых трансформаторов напряжением 35-750 кВ, установленных в электрических сетях НЭК "Укрэнерго" и энергоснабжающих компаний, составляет 233 262/212 116,5 шт./МВА.

ОЭС Украины стабильно работает с частотой 50 Гц, с августа 2001 года работает в режиме параллельной работы с объединением энергосистем стран СНГ, благодаря чему значительно повысилась надежность энергоснабжения потребителей, и уменьшилось количество случаев принудительного ограничения электропотребления.

В рамках программы интеграции Украины в Европейское сообщество, в 1995 году ГП «НЭК «Укрэнерго» совместно с европейскими энергосистемами, а также с энергогенерирующей компанией ОАО «Западэнерго» начала разработку программы интеграции юго-западной части ОЭС Украины, так называемого «Острова Бурштынской ТЭС», в объединение энергосистем стран Европы UCTE (на данное время – ENTSO-E). 1 июля 2002 года началась годовая пробная работа «Острова Бурштынской ТЭС» в составе CENTREL/UCTE, по результатам которой, начиная с 1 июля 2003 года, «Остров» был переведен на постоянную синхронную работу с европейским энергообъединением. «Остров» объединяет Бурштынскую ТЭС, Калушскую ТЭЦ и Теремле-Рикскую ГЭС суммарной установленной мощностью 2530 МВт. Экспортные поставки с «Острова» в центрально-европейские страны составляют около 4 млрд. кВт.ч в год.

В результате реализации этого проекта был создан энергетический регион, в котором действуют европейские стандарты надежности снабжения, качества электроэнергии, введены

современные системы регулирования, автоматики, телекоммуникаций, учета электроэнергии и т.д. Это служит положительным примером для расширения зоны интеграции и стимулом модернизации и повышения технического уровня энергетической отрасли Украины

Характеристика электрических сетей энергоснабжающих компаний

Наименование	Общая длина линий электропередачи (воздушных и кабельных) (км)	Мощность трансформаторов (МВА)
Винницаоблэнерго	45128,6	4022,6
Вольньоблэнерго	25718,2	2258,5
Днепроблэнерго	49706,1	11053,9
Донецкблэнерго	62710,8	12246,6
Житомироблэнерго	35839,6	3551,4
Закарпатьеоблэнерго	18374,2	2703,9
Запорожьеоблэнерго	39486,7	9508,7
Киевэнерго	11673,5	6479,1
ПАО «А.Е.С. Киевоблэнерго»	47893,7	5538,7
Кировоградоблэнерго	29457,7	3648,8
Крымэнерго	31858,9	6027,6
ООО «Луганское энергетическое объединение»	36429,3	9078,9
Львовоблэнерго	40368,1	5100,3
Николаевоблэнерго	26280,4	3394,3
Одессаоблэнерго	43070,9	6137,6
Полтаваоблэнерго	43108,0	4085,7
Прикарпатьеоблэнерго	26361,0	2965,2
А.Е.С. Ривнеоблэнерго	26927,9	1322,5
Севастопольэнерго	2565,7	1014,4
Сумыоблэнерго	32789,0	3353,7
Тернопольоблэнерго	24337,0	2126,6
Харьковоблэнерго	48025,8	8039,3
Херсоноблэнерго	27016,0	3680,3
Хмельницкблэнерго	34442,4	3284,4
Черкасыоблэнерго	38078,0	3842,0
Черновцыоблэнерго	17543,9	1583,9
Черниговоблэнерго	36350,2	3035,5
ГП «Регіональні електричні мережі»	3493,9	1854,9
ООО «Сервіс-Інвест»	2652,6	2427,4
ПАО «ДТЕК ПЕМ–Енерговугілля»	1308,6	558,3
Всего	908 996,7	133 925,0

Межгосударственные линии электропередачи (напряжением 220 кВ и выше)

Наименование пограничных подстанций	Напряжение (кВ)	Длина (км)
"Львовское" сечение		
Добротворская ТЭС - Замость	220	97
Хмельницкая АЭС - Жешув	750	396
Западноукраинская - Альбертирша	750	478
Мукачево - Капушаны	400	52
Мукачево - Шайосегед	400	143
Мукачево - Тисалек	220	96,6
Мукачево - Кишварда	220	54
"Южное" сечение		
Южноукраинская АЭС - Исакча	750	402,3
Мукачево - Рошиорь	400	115

Сечение Украина – Молдова		
Днестровская ГЭС - Бельцы	330	120
Котовская - Рыбница (две цепи)	330	36
Котовская - Молдавская ГРЭС	330	146,8
Арциз - Молдавская ГРЭС	330	104,4
Усатово - Молдавская ГРЭС	330	64,3
Новоодесская - Молдавская ГРЭС	330	45
Сечение Украина - Беларусь		
Чернобыльская АЭС - Мозырь	330	112
Чернигов - Гомель	330	103
Сечение Украина - Россия		
Шостка - Курская АЭС	330	164
Сумы Северная - Курская АЭС	330	130
Североукраинская - Курская АЭС	750	186
Лосево - Щебекино	330	76
Змиевская ГРЭС (с отпайкой на ПС Лосево) - Белгород	330	131
Змиевская ГРЭС - Валуйки	330	186
Донбасская - Нововоронежская АЭС	500	345
Победа - Шахты (Ш - 30)	500	87
Южная - Ростовская	330	102
Амвросиевка - Таганрог (Т- 15)	220	65
Луганская ТЭС - Сысоево	220	90
Великоцкая - Сысоево	220	39
Великоцкая - Придонская	220	105
Михайловка - Волжская ГЭС (ЛПТ)	800	476

ВЛ 750 кВ Южноукраинская АЭС - Исакча находится в нерабочем состоянии

Производство и потребление электроэнергии в 2011 году

<i>Месяц</i>	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>III</i>	<i>IV</i>	<i>V</i>	<i>VI</i>	<i>VII</i>	<i>VIII</i>	<i>IX</i>	<i>X</i>	<i>XI</i>	<i>XII</i>
Производство электроэнергии (млн кВт ч)	18383	17386	17673	15190	14130	13998	15119	14849	14344	16720	17927	18385
Потребление электроэнергии (млн кВт ч)	18142	16924	17185	14745	13715	13592	14520	14279	13749	15969	17161	17691

Суточный график в день годового максимума нагрузки (21.02.2011 года)

<i>Час</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	22916	22457	22210	22394	22575	23900	25504	26411	27746	28186	28544	28095
<i>Час</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	27992	28038	27953	27827	28023	29479	29551	28940	28243	27267	25711	24368



Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы Украины

(Прямой шрифт - данные Межгосударственного статистического комитета СНГ, курсив - данные энергосистемы)

Годы		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		173,0	173,7	180,4	182,2	186,1	193,4	196,3	191,8	173,1	188,1	194,1	
В т.ч.	ТЭС	84,6	85,9	89,5	83,2	84,8	90,1	93,5	90,7	78,4	86,0	93,1	
	ГЭС	12,2	9,8	9,4	11,9	12,5	13,0	10,3	11,3	11,8	13,0	10,8	
	АЭС	76,2	78,0	81,4	87,0	88,8	90,2	92,5	89,8	82,9	89,1	90,2	
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		170,0	170,7	175,5	177,2	177,1	182,9	187,1	185,1	169,0	183,9	187,7	
Экспорт ЭЭ (млрд кВт·ч)		3,1	3,2	5,1	5,0	9,0	10,4	9,2	7,8	4,1	4,2	6,5	
Импорт ЭЭ (млрд кВт·ч)		0,2	0,2	0,2	0	0	0	0	1,1	0	0	0	
Установленная мощность (МВт)		50943	51046	52690	52863	52538	52199	52454	52591	52958	53162	53311	
В т.ч.	Тепловых		34310	34382	34247	33520	33372	33396	33487	33582	33625	33774	33746
	В т.ч.	На твердом топливе	24197	24197	24222	24162	24112	24162					
		На жидком топливе											
		На газе	9938	10010	9828	9051	9058	9032					
		Другие виды топлива	395	395	417	307	202	202					
		ПГУ и ГТУ	175	175	197	307	202	202					
	Гидравлических		4757	4779	4788	4788	4735	4886	5051	5090	5414	5458	5420
	Атомных		11835	11835	11835	13835	13835	13835	13835	13835	13835	13835	13835
Прочие		40,4	48,8	59,1	59,1	74,8	81,3	83	84	84	94	309	
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		28350	29311	27952	27921	27791	30742	29341	30079	29101	30501	29551	
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,02	49,98	50,0	50,0	50,0	50,0	50,02	50,0	50,0	50,0	50,0	
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд кВт·ч)		12,1	12,3	12,6	12,8	13,4	13,9	13,9	14,0	13,0			
Расход ЭЭ на производственные нужды энергосистем (млрд кВт·ч)		0,7	0,8	0,9	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5			
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд кВт·ч)		34,1	33,5	32,0	27,3	24,8	23,9	23,0	22,4	20,7	21,7	21,5	
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		373,3	373,3	374,2	377,6	380,2	383,3	381,3	388,2	388,0	383,7	380,8	
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		158,8	158,7	157,2	155,9	155,7	156,2			156,2	154,9		
Расход условного топлива (тыс. т.у.т.)	Газ	22552	20794	23162	22978	21429	19118						
	Мазут	626	656	373	206	186	285						
	Уголь	17533	19877	19838	17979	19694	24217						
Доля расхода топлива (%)	Газ	55,4	50,3	53,4	55,8	51,9	43,8						
	Мазут	1,5	1,6	0,9	0,5	0,4	0,7						
	Уголь	43,1	48,1	45,7	43,7	47,7	55,5						
Полезный отпуск ЭЭ (Млрд. кВт·ч)		135,8	137,2	143,3	149,5	152,9	159,1	164,1	147,89	134,5	147,48	150,77	
В т.ч.	Промышленность	91,1	91,8	96,4	100,6	101,1	103,5	105,8	78,30	54,01	72,47	73,0	
	Транспорт	8,7	9,2	9,5	9,8	9,5	9,9	10,5	9,96	8,39	9,45	9,89	
	Сельское хозяйство	4,2	3,7	3,5	3,2	3,3	3,3	3,3	3,29	3,33	3,39	3,55	
	Комбыт	21,6	21,8	23,1	24,2	26,1	27,7	28,3	18,48	17,74	18,28	18,33	
	Прочие	10,2	10,7	10,8	11,7	12,9	14,8	16,2	37,86	41,3	43,89	46,0	
Себестоимость ЭЭ (Цент/кВт·ч)		1,91											
Себестоимость ТЭ (\$/Гкал)		10,25											
Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт·ч)		2,44	2,57	2,82	3,01	3,50	4,42	5,25	6,52	5,00	5,52	6,76	
В т.ч.	Промышленность	2,44	2,56	2,86	3,08	3,69	4,73	5,54	7,39	5,97	6,81	8,46	
	Население	2,13	2,24	2,26	2,30	2,42	2,99	3,76	3,64	2,47	2,42	2,92	
Средняя цена топлива (\$/т.у.т)		40,48	41,13	43,36						105,32			
В т.ч.	Газ	42,13	43,53	43,83	44,30	49,88	59,28	162,2		144,80	248,35		
	Мазут	69,87	62,67	75,63						185,93	533,70		
	Уголь	38,56	38,69	42,11	47,33	60,09	74,25	55,37		91,25	86,00		

Государственный энергетический надзор

Согласно статье 9 Закона Украины «Об электроэнергетике» и статье 14 Закона Украины «О теплоснабжении», государственный надзор (контроль) за всеми объектами электроэнергетики, в том числе за магистральными и распределительными сетями (как стратегическими объектами ОЭС Украины), 42 электропередающими организациями, субъектами отношений в сфере теплоснабжения, теплопередающими и теплоснабжающими организациями, 500 тысячами рассредоточенных по территории Украины юридических лиц – потребителей электрической энергии осуществляют Государственная инспекция по энергетическому надзору за режимами потребления электрической и тепловой энергии (далее – Госэнергонадзор) и Государственная инспекция по эксплуатации электрических станций и сетей (Гостехинспекция).

Задачи и функции Госэнергонадзора и Гостехинспекции определены в Положении о государственном энергетическом надзоре за режимами потребления электрической и тепловой энергии, утвержденном постановлением Кабинета Министров Украины от 07.08.1996 № 929 (с изменениями и дополнениями) и Порядком осуществления государственного надзора в электроэнергетике, утвержденном постановлением Кабинета Министров Украины от 15.02.1999 № 189 соответственно, основными из которых являются:

- осуществление государственного энергетического надзора (контроля) за техническим состоянием, организацией эксплуатации электрических, тепловых, теплоиспользующих установок и сетей субъектов электроэнергетики, субъектов отношений в сфере теплоснабжения и потребителей энергии;

- контроль за соблюдением субъектами электроэнергетики, субъектами отношений в сфере теплоснабжения и потребителями электроэнергии требований нормативно-правовых и нормативно-технических актов в сфере производства, поставки и потребления энергии;

- внесение Министерству энергетики и угольной промышленности предложений по формированию государственной политики в электроэнергетике и сфере теплоснабжения.

Законодательные и правовые акты, действующие в энергетике Украины

Законы Украины

- «Об энергосбережении» от 01.07.1994 г.
- «Об электроэнергетике» от 16.10.1997 г. № 575/97-ВР
- «О естественных монополиях» от 20.04.2000 № 1682-III

Указы Президента Украины

- «О некоторых вопросах приватизации объектов электроэнергетического комплекса» с приложением перечня энергетических компаний, пакеты акций которых подлежат закреплению в государственной собственности и предлагаются для продажи по конкурсу. От 02.08.1999 г. № 944/99;
- «О структурной перестройке в электроэнергетическом комплексе Украины» от 04.04.1995 г. № 282/95;
- «О Положении про Министерство энергетики и угольной промышленности Украины» от 06.04.2011 № 382/2011;
- «О Национальной комиссии, осуществляющей государственное регулирование в сфере энергетики» от 23.11.2011 № 1059/2011.

Постановления Кабинета Министров Украины, приказов министерств и ведомств Украины

- Приказ Фонда государственного имущества Украины, Антимонопольного комитета Украины, Государственной комиссии по ценным бумагам и фондовому рынку, Министерства топлива и энергетики Украины "Об утверждении Положения о порядке проведения конкурсов по продаже пакетов акций энергетических компаний" от 07.09.2000 г. № 1855/12/263/414.
- Декрет Кабинета Министров Украины "Об объединении государственных электроэнергетических предприятий" от 29.04.1993 г. № 41-1993 г.
- Совместный приказ Министерства энергетики Украины/ Госстроя Украины "Об утверждении правил использования тепловой энергией" от 28.10.1999 г. № 307/262.

Электроэнергетический рынок

Фактическая реорганизация вертикально-интегрированного энергетического комплекса Украины началась с издания Указа Президента Украины от 4 апреля 1995 г. № 282/95 «О структурных преобразованиях в электроэнергетическом комплексе Украины». В соответствии с этим Указом началось акционирование предприятий топливно-энергетического комплекса и создание предпосылок для организации конкурентной среды путем разделения функций по производству, передаче и поставки электроэнергии.

Указом Президента Украины от 8 декабря 1994 г. № 738/94 «О Национальной комиссии по вопросам регулирования электроэнергетики» создан независимый вневедомственный орган, функциями которого являются регулирование электроэнергетики, а впоследствии и нефтегазового сектора, и в частности, содействие развитию конкуренции в отрасли и организация эффективного рынка электроэнергии Украины.

Указом Президента Украины от 23 ноября 2011 года № 1057/2011 принято решение о ликвидации Национальной комиссии регулирования электроэнергетики Украины, и о создании Национальной комиссии, осуществляющей государственное регулирование в сфере энергетики (Указ Президента Украины от 23 ноября 2011 года № 1059/2011).

С целью завершения структурного преобразования электроэнергетики и повышения эффективности работы отрасли в рыночных условиях 19 февраля 1996 года Кабинетом Министров Украины принято постановление № 207 «Об обеспечении работы оптового рынка электрической энергии Украины».

15 ноября 1996 года прошло Общее собрание производителей, поставщиков электроэнергии по регулируемым тарифам, поставщиков электроэнергии по нерегулируемым тарифам и оптового поставщика (в тот период эту функцию исполнял Национальный диспетчерский центр Украины, в дальнейшем – Государственное предприятие «Национальная энергетическая компания «Укрэнерго»). На этом собрании путем подписания договора фактически и произошло учреждение Оптового рынка электрической энергии Украины (ОРЭ) – единственного в государстве договорного объединения субъектов предпринимательской деятельности, которые работают на основании соответствующих лицензий НКРЭ по производству, передаче и поставке электроэнергии. В тот же день 55 лицензиатов НКРЭ стали первыми членами ОРЭ и подписали Договор между членами ОРЭ – ДЧОРЭ (Договор членов оптового рынка электроэнергии) – многостороннее соглашение, которое регулирует отношения на ОРЭ и определяет основные экономические, финансовые основы и механизмы его функционирования.

Целью создания ОРЭ в Украине являются:

- приведение в порядок оптовой торговли электроэнергией;

- создание условий цивилизованной конкуренции между производителями и поставщиками электроэнергии;
- учреждение рыночных отношений в операциях купли-продажи электроэнергии;
- формирование цен на электроэнергию на рыночных принципах;
- создание прозрачной системы расчетов за электроэнергию;
- обеспечение права самостоятельного выбора потребителем поставщика электроэнергии;
- создание базы для эффективного финансового менеджмента в энергетических компаниях с целью привлечения стратегических инвесторов;
- сохранение единой энергетической системы Украины;
- обеспечение финансовой стабильности электроэнергетической отрасли государства.

Процесс становления и развития ОРЭ происходил в условиях углубления финансово-платежного кризиса в Украине. Поэтому принятие Верховным Советом Украины в октябре 1997 года Закона Украины «Об электроэнергетике» с определением электроэнергии как товара, без преувеличений, стало знаковым событием для всех энергетиков государства.

Таким образом, с 1997 года ОРЭ функционирует на основе Закона Украины «Об электроэнергетике».

С целью улучшения финансово-платежной дисциплины в ОРЭ, Указом Президента Украины от 19.08.97 № 853/97 «О мерах по реализации государственной политики в сфере природных монополий», были отменены давальческие и адресные схемы поставки электроэнергии, предусмотрено обеспечение полного перехода на поставку электроэнергии через оптовый рынок и учреждение Государственного предприятия «Энергорынок» для исполнения ими функций по обеспечению деятельности оптового рынка электрической энергии в соответствии с ДЧОРЭ.

До июня 2000 года основные принципы функционирования ОРЭ исполнялись фактически в экспериментальном режиме. Широкое применение приобрели так называемые "суррогатные" формы расчетов за купленную электрическую энергию на ОРЭ. Это: вексельные схемы, договора уступки права требования долга, договора поручительства и другие не денежные способы расчетов, по которым можно дисконтировать и получать прибыль за счет других членов ОРЭ, которые в свою очередь, исполняют условия ДЧОРЭ и решения Правительства Украины.

Но в 2000 году энергетическая отрасль и ОРЭ претерпела значительные изменения.

Постановлением Кабинета Министров Украины от 05.05.2000 № 755 было создано Государственное предприятие «Энергорынок». Этим же постановлением было определено, что расчеты за электрическую энергию, купленную на ОРЭ, производятся исключительно в денежной форме.

В июне 2000 года Верховный Совет Украины принял Закон Украины «О внесении изменений в Закон Украины «Об электроэнергетике», которым вводились и законодательно закреплялись такие понятия, как «оптовый поставщик электрической энергии», «распределительный счет», «алгоритм оптового рынка электрической энергии Украины» и установлен специальный режим расчетов за использованную электрическую энергию. Кроме того, Законом Украины «Об электроэнергетике» установлено обязательное заключение участниками оптового рынка договоров купли-продажи электрической энергии с субъектом, который производит оптовую поставку электроэнергии, и определены обязательные условия таких договоров (кроме предусмотренных Гражданским кодексом Украины), а именно: условия о полной оплате электрической энергии денежными средствами и об открытии в Уполномоченном банке распределительных счетов (позже – текущие счета со специальным

режимом использования) оптового поставщика электрической энергии и энергопоставщиков-облэнерго.

Кабинет Министров Украины 19 июля 2000 года издал постановление № 1136 «О регулировании отношений на оптовом рынке электрической энергии Украины», которым был утвержден Порядок определения уполномоченного банка, в котором открываются распределительные счета для зачисления средств за электрическую энергию, Порядок и сроки открытия распределительных счетов для зачисления средств за электроэнергию и Положение о порядке проведения расчетов за электрическую энергию.

Благодаря этим мероприятиям не денежные формы расчетов за электроэнергию на ОРЭ были прекращены, а поступления живых средств на текущий счет со специальным режимом использования оптового поставщика существенно увеличились. Такая динамика поступления средств позитивно отразилась на финансовом состоянии предприятий электроэнергетической отрасли.

В 2002 г. Межведомственной комиссией Кабинета Министров Украины была подготовлена Концепция функционирования и развития оптового рынка электрической энергии Украины, которая, начиная с рассмотрения анализа функционирования действующего оптового рынка электрической энергии Украины, детально описывает цель, задачи и пути дальнейшего развития оптового рынка; задания, которые должны быть решены в процессе функционирования и развития оптового рынка, их приоритетность и необходимые мероприятия; вопросы государственного регулирования оптового рынка; условия перехода к каждому этапу; нормативно-правовое и финансовое обеспечение, социально-экономическая и политическая оценка последствий каждого этапа.

Концепцией подытожено, что за короткий период функционирования оптового рынка электрической энергии Украины в условиях сложной экономической ситуации в государстве была заложена основа введения рыночных отношений в электроэнергетике Украины и получен значительный опыт.

Собственно, достигнуты следующие результаты:

1. создана основа для введения конкурентной среды путем разделения видов деятельности в электроэнергетике (производство, передача, поставка);
2. сохранена объединенная энергосистема Украины, обеспечивающая надежное электроснабжение страны;
3. обеспечено функционирование сбалансированного по мощности почасового рынка;
4. создана прозрачная система функционирования как в части объемов купли-продажи электрической энергии, так и при формировании цен и платежей, что дает возможность контроля со стороны членов оптового рынка;
5. в условиях действующего энергорынка с помощью государственного регулирования достигнуто увеличение уровня расчетов денежными средствами и исключено применение бартерных схем;
6. созданы условия для равноправного доступа субъектов хозяйствования к оптовому рынку;
7. обеспечивается формирование единой усредненной оптовой цены на электрическую энергию;
8. наработана и введена нормативно-правовая и договорная основа функционирования оптового рынка, которая может служить основой для его развития (Закон Украины «Об электроэнергетике», условия и правила совершения лицензированных видов деятельности, договор между членами рынка, правила рынка и др.);

9. созданы определенные предпосылки для привлечения инвестиций: определенность модели энергорынка, системы отношений в нем, создание нормативно-правовой базы, наличие регулирующего органа – НКРЭ, лицензирование видов предпринимательской деятельности в электроэнергетике, т.п.;
10. созданный оптовый рынок имеет простую организационную структуру;
11. заложена система саморегулирования оптового рынка электрической энергии: Совет оптового рынка, аудитор рынка, арбитражная комиссия;
12. закреплено распределение функций государственного управления и регулирования деятельности в электроэнергетике, и в частности на оптовом рынке электроэнергии.

Наравне с позитивными результатами функционирования ОРЭ Концепцией определены и проблемы, которые мешают эффективному функционированию Оптового рынка электрической энергии, и, которые в большей мере связаны между собой, часто имеют общие причины возникновения и преимущественно касаются не столько процессов функционирования ОРЭ, сколько непосредственно макроэкономического уровня, в частности, недостатков системы государственного финансирования льготного потребления электроэнергии, налоговой политики в отношении электроэнергетической отрасли, старания решить проблемы промышленности и сельского хозяйства, а также социальные проблемы за счет электроэнергетики.

К основным проблемам функционирования существующего ОРЭ, в частности, относятся:

1. долги в ОРЭ и их небаланс;
2. неполная текущая оплата за электрическую энергию;
3. несовершенство системы тарифо- и ценообразования;
4. ограничение платежеспособного спроса в пределах ОРЭ;
5. высокий уровень потерь электроэнергии в распределительных электросетях;
6. перекрестное субсидирование через оптовую цену на электрическую энергию;
7. отсутствие механизмов страхования финансовых и платежных рисков участников рынка.

Учитывая полученный позитивный опыт и существующие проблемы, которые мешают эффективному функционированию Оптового рынка электрической энергии, Концепция предусматривает постепенное усовершенствование существующей модели, регулирование ряда вопросов правового, организационного и экономического характера, постепенное введение практики двусторонних договоров и балансирующего рынка электроэнергии.

Концепция также учитывает мировой опыт развития оптовых рынков электрической энергии, нормы Европейской Энергетической Хартии и требования Директив Европейского Парламента, относительно общих правил работы на внутреннем рынке электрической энергии, а также особенности функционирования объединенной энергетической системы Украины.

Последующее развитие системы отношений в ОРЭ предусматривает постепенный переход от модели «Единого покупателя» путем ее дальнейшей либерализации к полномасштабному конкурентному рынку, который будет включать:

- рынок прямых товарных поставок электроэнергии, функционирующий на основе прямых договоров купли-продажи электроэнергии между производителями и поставщиками, или потребителями электрической энергии;

- балансирующий рынок электроэнергии;
- рынок вспомогательных услуг.

В перспективной модели, как предусмотрено Концепцией, основными правовыми механизмами купли-продажи электрической энергии будут двусторонние договора между производителями и поставщиками, или потребителями электроэнергии. Для совершения расчетов в реальном времени, объемы, которые определены договорами, будут регистрироваться у Оператора рынка. Все субъекты, которые покупают и продают физические объемы электроэнергии, будут принимать участие в балансирующем рынке. Балансирующий механизм купли-продажи электрической энергии реализуется через Оператора рынка. Обязательным условием работы на балансирующем рынке будет наличие у всех участников этих отношений соответствующего кредитного покрытия объемов покупаемой электроэнергии.

Основными документами, которыми будут определяться обязанности членов Балансирующего рынка и их взаимоотношения в условиях действия балансирующего механизма, являются Договор и Правила балансирующего рынка.

Подписание Договора балансирующего рынка – одно из главных условий получения лицензии на совершение предпринимательской деятельности по производству и поставке электрической энергии. Это необходимо с целью оплаты всеми участниками этого рынка разницы между физическими объемами электроэнергии, зафиксированными в соответствующих двусторонних договорах, и фактическим производством, или потреблением электроэнергии на Балансирующем рынке во время диспетчеризации ОЭС Украины.

Правовое и организационное обеспечение функционирования Балансирующего рынка будет производиться Общим собранием и Советом Балансирующего рынка.

Переход от модели «Единого Покупателя» к полномасштабному конкурентному рынку электрической энергии и дальнейшее развитие этого рынка должно осуществляться взвешено, исключительно эволюционным путем, только после проведения детального экономического, финансового и правового обоснования этого развития, проведения анализа социально-экономических и политических последствий его внедрения, влияния определенного реформирования на динамику макроэкономических показателей государства и социально-экономического состояния общества. Необходимо также обязательно учитывать технические возможности объединенной энергосистемы и финансовые возможности потребителей относительно обеспечения соответствующих изменений.

При этом не должны быть утеряны позитивные достижения существующего рынка электрической энергии.

В настоящее время согласно Программе реформ Президента разрабатывается Закон Украины, согласно которого будет произведено реформирование оптового рынка электроэнергии.

Для обеспечения функционирования ОРЭ в октябре 1998 года в составе Государственного предприятия «Национальная энергетическая компания (НЭК) «Укрэнерго»», как первый шаг на пути создания государственного предприятия «Энергорынок», было создано специализированное отделенное подразделение (СОП) «Энергорынок». Основной функцией этого объединения нескольких структурных подразделений НЭК «Укрэнерго» было обеспечение деятельности Оптового рынка электрической энергии Украины в соответствии с требованиями Договора между членами Оптового рынка электрической энергии Украины (ДЧОРЭ).

В настоящее время организационная структура ГП «Энергорынок» насчитывает 17 структурных подразделений – департаментов и отделов.

На ГП «Энергорынок», в соответствии с Договором между членами Оптового рынка электрической энергии Украины, возложены функции:

1. Оптового поставщика электрической энергии;
2. Распорядителя системы расчетов ОРЭ;
3. Распорядителя средств ОРЭ;
4. Секретариата Совета ОРЭ;
5. Главного Оператора системы коммерческого учета электроэнергии Украины.

Кроме указанного, одним из важных направлений деятельности ГП «Энергорынок» является разработка предложений относительно совершенствования нормативно-правовой базы функционирования ОРЭ; установление, поддержание и совершенствование договорных отношений с членами ОРЭ относительно купли-продажи электроэнергии; заключение международных договоров касательно обеспечения параллельной работы объединенной энергосистемы Украины с энергосистемами смежных стран и участие в обеспечении внешнеэкономических отношений с энергосистемами смежных стран; осуществление экспортно-импортных операций с электроэнергией в соответствии с нормами и процедурами таможенного законодательства.

Совет ОРЭ между Общими собраниями членов ОРЭ выполняет общий надзор за работой ГП «Энергорынок», исполнением условий ДЧОРЭ, системы обеспечения функционирования ОРЭ и связанных с этим обязательств.

Совет ОРЭ состоит из 10 Голосующих директоров:

- 5 директоров от Класса Производителей электроэнергии;
- 5 директоров от Класса Поставщиков электроэнергии
- а также 5 Неголосующих директора – по одному полномочному представителю от НКРЭ, Минэнергоуголь, ГП «НЭК «Укрэнерго», ГП «Энергорынок» и Аудитора рынка.

Глава Совета избирается простым большинством голосов Голосующих директоров сроком на 1 год.

С целью обеспечения исполнения полномочий Совета и оперативного решения безотлагательных вопросов относительно функционирования ОРЭ члены Совета приняли решение про введение должности заместителя Главы Совета.

На ГП «Энергорынок» возложены функции:

- Оптового поставщика электрической энергии – стороны ДЧОРЭ, который отвечает за:
 - ◆ обеспечение приобретения электрической энергии от Производителей;
 - ◆ продажу электрической энергии Поставщикам.
- Распорядителя системы расчетов ОРЭ – стороны ДЧОРЭ, который отвечает за:
 - соблюдение Правил рынка и Инструкции о порядке осуществления расчетов;
 - обеспечение надежности функционирования энергосистемы;
 - подготовка балансов и отчетов по купле-продаже электрической энергии;
 - предоставление предложений Совету относительно внесения изменений в настоящий Договор, Правила рынка и Системы обеспечения функционирования рынка;
 - выполнение распоряжений Совета (которые были согласованы НКРЭ соответствии с условиями настоящего Договора) и разработку Рабочих программ для их внедрения;
 - ведения учета и хранения информации, что может пригодиться Аудитору рынка или Раде.

- Распорядителя средств ОРЭ – стороны ДЧОРЭ, который отвечает за:
 - соблюдение Инструкции о порядке использования средств Оптового рынка;
 - осуществление контроля над уровнем авансовых платежей Членов рынка, согласно Инструкции о порядке использования средств Оптового рынка или требований Совета этого уровня;
 - оформления сообщений о невыполнении обязательств по поручению Распорядителя системы расчетов; превращения в наличные аккредитивов, составляющие часть авансового платежа Члена рынка, и применение этой наличности на уплату просроченной финансовой задолженности Члену рынка;
 - ведения учета и хранения информации согласно обоснованным требованиям Аудитора рынка и Совета;
 - просмотр и рекомендации Совету о внесении изменений в Инструкцию о порядке использования средств Оптового рынка, назначения Банка рынка и другие изменения в соответствующие части Инструкции о порядке осуществления расчетов;
 - предоставление Аудитору рынка и Совету информации относительно использования средств Оптового рынка, при соблюдении норм конфиденциальности;
 - ведение текущих счетов со специальным режимом использования оптового рынка.
- Главного Оператора Системы коммерческого учета электроэнергии ОРЭ – стороны ДЧОРЭ, которая отвечает за функционирование системы коммерческого учета
- Секретариата Совета ОРЭ – стороны ДЧОРЭ, которая отвечает за:
 - ежемесячную организацию заседаний Совета,
 - подготовку и распространение протоколов и повестки дня,
 - делопроизводство и другие услуги, необходимые Совету.

Другими направлениями деятельности ГП «Энергорынок» являются:

- разработка предложений относительно совершенствования нормативно-правовой базы функционирования ОРЭ;
- установление, поддержание и совершенствование договорных отношений с участниками ОРЭ;
- участие в обеспечении внешнеэкономических отношений с энергосистемами смежных стран;
- заключение международных договоров обеспечивающих параллельную работу объединенной энергосистемы Украины с энергосистемами смежных стран;
- осуществление внешнеэкономической деятельности в соответствии с законодательством;
- привлечение участников ОРЭ к разрешению проблем взаимной задолженности предприятий ТЭК;
- организационное обеспечение внедрения новейших информационных технологий, в том числе автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии в пределах ОРЭ;
- внедрение методик и технических средств обеспечения функционирования Оптового рынка электрической энергии, развитие рыночных отношений в электроэнергетической отрасли.

Как видно, в Украине создана достаточно стабильная структура Оптового рынка электрической энергии, которая, однако, является некой переходной моделью к полномасштабному конкурентному рынку.

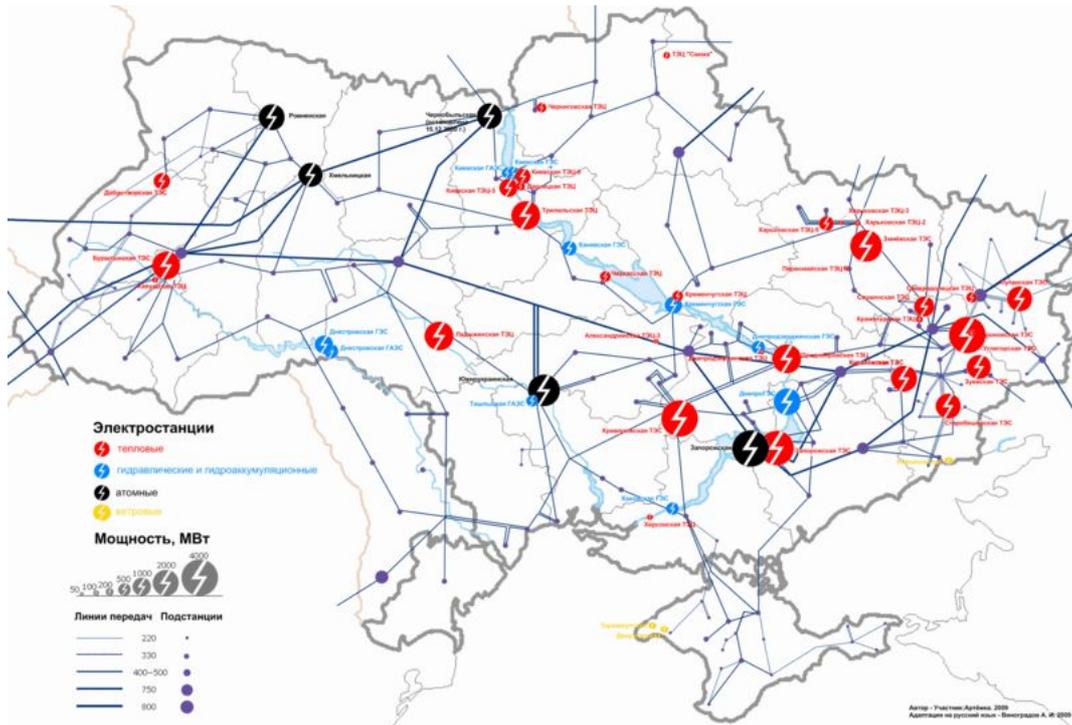
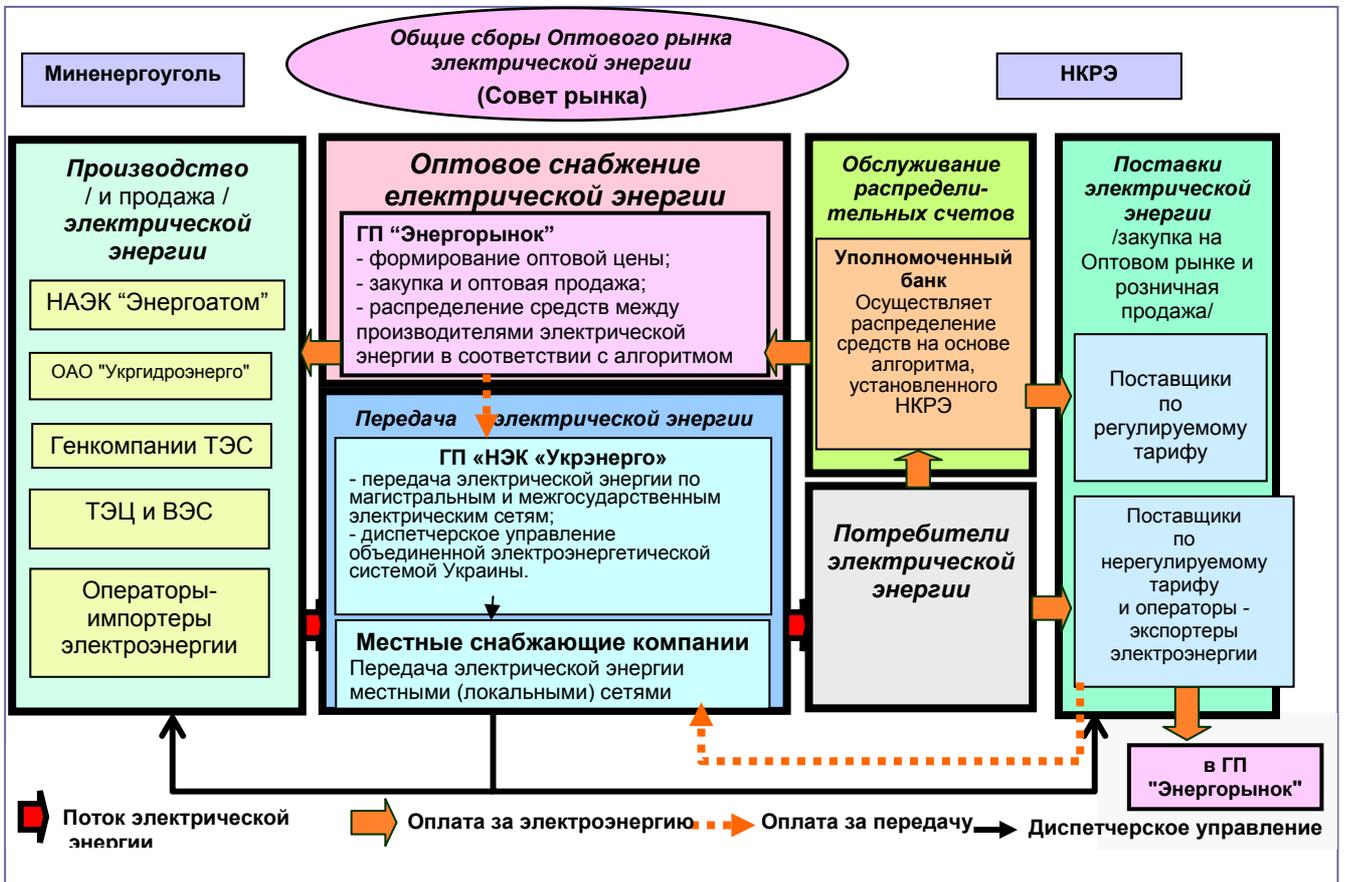


Схема функционирования оптового рынка электрической энергии Украины



Диаграммы основных технико-экономических показателей работы энергосистемы Украины

