

Энергетика за рубежом

ТОМ III

ТЭК, за исключением нефтегазпрома. ГЭС, ТЭС, ГРЭС, АЭС, энергомаш. Строительство новых объектов, международные тендеры. Приватизация и модернизация. Возобновляемые источники энергии. Успехи РФ в межд. сотрудничестве.

В данной сфере нам удалось удержать наши позиции за границей. Тем более интересен анализ наших проблем и достижений по каждой стране, сделанный нашими специалистами за границей. Мы не рассказываем о текущих планах, не делимся тайнами будущих сделок, — говорим о том, что реально произошло после подписания контракта.

Данная книга является частью массива информации о внешнеэкономических связях России в 1998-2003гг. на сайте www.polpred.com.

Энергетика за рубежом, том III. Экономика и связи с Россией в 2002-03 гг., 68 стр.

©Г.Н. Вачнадзе. 2004. ISBN 5-900034-38-0. Проект ПОЛПРЕД: Г. Вачнадзе, А. Головлева, А. Грибков, И. Ермаченков, А. Комаров, О. Мишина, К. Сальберг, Т. Стенина, Л. Тимофеева. Агентство «Бизнес-Пресс», 119049 Москва, Бол. Якиманка 35, стр. 1, т/ф 238-6458, 238-9587, info@polpred.com. Отпечатано в ФГУП «ПИК ВИНТИ», 140010 Люберцы, Октябрьский пр-т 403. Заказ

АГЕНТСТВО «БИЗНЕС- ПРЕСС»

С УЧАСТИЕМ ЖУРНАЛА «КОРИНФ» МИНЭКОНОМРАЗВИТИЯ РФ. СОВЕТ ПОСЛОВ

СОДЕРЖАНИЕ

Аргентина	3	Люксембург	35
Бельгия	3	Нидерланды	36
Бразилия	5	ЭНЕРГОРЕСУРСЫ ИЗ РФ.....	37
Великобритания	7	Норвегия	38
Германия	9	Перу	40
Дания	10	Португалия	41
Индия	11	Румыния	42
ЭНЕРГОСТРОЙ С РФ.....	12	ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА.....	43
Иран	13	Сирия	44
ЭНЕРГЕТИКА С РОССИЕЙ.....	14	США	45
Италия	16	ЭНЕРГЕТИКА КАЛИФОРНИИ.....	45
Казахстан	17	ГОСЭНЕРГОРЕГУЛИРОВАНИЕ.....	47
Китай	20	ЦЕНЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	49
ВОДА.....	20	КОНКУРЕНЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	50
ОБЗОР ПРЕССЫ.....	21	Турция	53
Колумбия	27	Украина	53
Куба	27	Финляндия	58
ОБЗОР ПРЕССЫ.....	28	Чехия	60
Латвия	31	Чили	61
Ливан	32	Швеция	62
Литва	33	Япония	64

Энергетика за рубежом

АРГЕНТИНА

Для электроэнергетической отрасли Аргентины, сформировавшейся в 1992г. после принятия специального закона (Ley de Electricidad), 2002г. стал переломным.

Впервые за прошедшие 10 лет были отмечены негативные тенденции, которые проявились в снижении на 8-10%, по сравнению с 2001г., объема внутреннего энергопотребления, практически полном отсутствии инвестиций не только в развитие новых энергетических мощностей, но и в поддержание существующей генерирующей и энергопередающей инфраструктуры. Причиной сложившейся ситуации послужила проводимая государством политика замораживания тарифов, «песификация» системы расчетов, сопровождавшаяся обвальным кризисом неплатежей за электроэнергию, а также массовыми случаями краж электроэнергии.

В результате проведенного анализа текущего состояния и перспектив развития электроэнергетики, отраслевая ассоциация (Camara Argentina del Inversores del Sector Electrico) пришла к заключению, что при сохранении существующего положения энергосистему страны ожидает коллапс в 2004-05гг. Для поддержания работоспособности отрасли на необходимом уровне требуются ежегодные инвестиции в объеме 500 млн.долл. для установки новых генераторов и еще 1 млрд.долл. для поддержания имеющихся энергосистем. Отсутствуют экономические стимулы к притоку капитала в производство и транспортировку электроэнергии.

Деятельность большинства предприятий сектора, за исключением небольшого числа мелких локальных кооперативов, в 2002г. находилась на грани рентабельности или была убыточной. Существующей энергосистеме страны позволил сохраниться лишь накопленный ею за предшествующее десятилетие потенциал, выразившийся в инвестировании 17,5 млрд.долл. причем 6,6 млрд.долл. из них – в генерирующую сферу.

В этот период был сформирован стабильный оптовый рынок электроэнергии (Mercado Electrico Mayorista – MEM). Оперативное управление энергосистемой осуществляет госкомпания Cammesa. Регулирование рынка находится в ведении государственного ведомства ENRE. Его юрисдикция распространяется на все генерирующие и передающие мощности, а также три крупнейшие распределительные компании «Эденор», «Эдесур» и «Эделап». Мелкие компании этого типа подчиняются провинциальным и местным органам самоуправления. Существовавшая в 2002г. система налогообложения привела к варьированию отпускной цены на электроэнергию от 7 сентаво за квтч. в Буэнос-Айресе до 17 сентаво в пров. Мисьонес, Неукен, Санта-Крус, Санта-Фе и на Огненной Земле. За 2002г. тарифы выросли на 10%, при настойчивом требовании предпринимателей увеличить их на 30-40%.

Аргентина является энергодостаточной страной. Она экспортирует электроэнергию в Брази-

лию, Парагвай, Боливию и Чили. Однако строительство новых международных ЛЭП, в т.ч. начатое в 2001г., было «заморожено» в связи с экономическим кризисом. Приостановлены предварительные переговоры с Чили о возможности новых совместных проектах в области электроэнергетики. Не было начато и строительство ЛЭП «Камауе-Куйо» (пров. Мендоса) стоимостью 128 млн.долл.

Единственным инвестиционным проектом, осуществленным в 2002г. в Аргентине, была установка двух трансформаторов по 300 мва. каждый в пров. Буэнос-Айрес (компания «Эденор»). В 2003г. также не предвидится больших инвестиций в электроэнергетику. Только компания ЕПЕК планирует затратить 18 млн.долл. для повышения мощности своей трансформаторной станции «Альмафуэрте».

БЕЛЬГИЯ

В стране значительны запасы каменного угля. До 1955г. ежегодно добывалось 30 млн.т. угля в двух главных бассейнах: южном, у подножий Арденн, и северном, в районе Кампина (провинция Лимбург). В южном бассейне уголь залегают на большой глубине и его добыча связана с технологическими трудностями. Уголь северного района более высокого качества, а его добыча – более рентабельной. Поскольку эксплуатация этого месторождения началась во время Первой мировой войны, добыча угля растянулась на более продолжительное время, но уже к концу 1950гг. не удовлетворяла потребности страны. С 1958г. импорт угля превысил его экспорт. По причине нерентабельности после 1957г. были закрыты 118 угольных шахт, в т.ч. абсолютно все шахты в Валлонии. Последняя шахта Roton-Farciennes в пригороде Шарлеруа (Charleroi) прекратила свое существование 30 сент. 1984г.

Потребление газа и нефти полностью покрывается за счет импорта. Последние годы объемы ежегодного импорта сырой нефти превышают 33 млн.т., половина которой поступает в Бельгию из района Северного моря, треть – из государств Ближнего Востока и небольшая часть из России.

Потребление природного газа в стране превышает 20 млрд.куб.м. Основной покупатель газа за рубежом – бельгийская компания «Дистригаз» получает две трети сырья по трубопроводам через Нидерланды и Великобританию, 17% – сжиженный природный газ из Алжира. Оставшаяся часть (20%) закупается на спотовом рынке. В Бельгии (г.Зеебрюге) действует единственная в Европе торговая площадка по спотовым газовым контрактам.

Бельгия покрывает потребности в электроэнергии за счет собственного производства. Его объем составляет 81 твтч. (90% вырабатывается компанией «Электрабель»). Структура выработки электричества: 58% производится на АЭС, 40% – на ТЭС (из них 15% за счет сжигания угля, 23% за счет газа, 2% – за счет нефтепродуктов), 2% – на возобновляемых источниках энергии (ветрогенераторы).

Электрораспределительная сеть состоит из ЛЭП на 30, 36, 70, 150, 220, 380 кв. Их общая протяженность составляет 8100 км., из них 5600 км. воздушных и 2500 км. подземных линии. Сеть на 380 кв. имеет 5 узловых соединений с энергосистемами соседних стран. Отдельные участки внутренней сети работают с высокой нагрузкой, что связано с появлением новых мощных энергопотребителей (трасс высокоскоростных железных дорог, соединяющих Бельгию с Нидерландами и Германией). Правительство страны не идет на строительство новых воздушных и подземных ЛЭП (первых по экологическим, вторых – по экономическим соображениям).

В фев. 2002г. правительством страны одобрен законопроект о принципиальном отказе в перспективе от использования ядерных технологий для производства электроэнергии. Этот шаг может означать поворотный момент в энергетике Бельгии, т.к. страна занимает по проценту атомной энергии в национальном энергобалансе 3 место в мире. Речь идет о последовательном закрытии работающих сегодня 7 бельгийских АЭС после 40 лет эксплуатации (первая станция должна быть остановлена в 2015г., последняя – в 2025г.). Строительство новых АЭС или модернизации имеющихся не предполагается.

Исходя из решения регулирующей комиссии по электричеству и газу (CREG), министр энергетики Бельгии предложил фирме C-Power 20-летний концессионный контракт на установку парка из 50 воздушных турбин в Северном море общей мощностью 115 мвт.

Одним из приоритетов правительства Бельгии в сфере энергетики является либерализация национального энергетического рынка. Основой данного процесса служит соответствующий закон (Закон по электричеству 1999г., Electricity Law), принятый 29 апр. 1999г. в соответствии с Директивой ЕС в этой сфере. До II пол. 2001г. в стране не был принят один из ключевых с точки зрения ЕС декретов относительно доступа независимых поставщиков к системе передачи электроэнергии, в связи с чем Еврокомиссией в сент. 2001г. было направлено обращение в отношении Бельгии в Европейский конституционный суд. Правительством Бельгии 8 окт. 2001г. был принят закон TSO (Transmission System Operator), в результате чего формально Бельгия выполнила все условия Директивы ЕС по электричеству.

В практической части реализации данного решения на федеральном уровне определено, что конечные потребители, которым необходима мощность 20 гвтч. и более, имеют право сами определять своего поставщика электроэнергии, что для Бельгии означает либерализацию 45% рынка. Потребители уровня от 10 гвтч. и более будут свободны в своем выборе с начала 2003г., что увеличит свободный рынок до 50%. Полная либерализация рынка электроэнергии предполагается с 2007г.

В Бельгии разделены функции в данной отрасли экономики между федеральным правительством и регионами. Первое отвечает за производство и передачу (на уровне выше 70 квт.) электроэнергии, выработку тарифной политики, долгосрочное планирование и вопросы соблюдения правил конкурентной борьбы. Регионам предоставлено право регулировать распределение электроэнергии на местном уровне (при потреблении до 70 квт.), на

них также возложена функция поощрения развития сети возобновляемых источников энергии. Бельгийские регионы имеют собственные Декреты по либерализации энергорынка (принятые 17.07.2000г. для Фландрии, 12.04.2001г. – для Валлонии и 13.07.2001г. – для региона Брюссель-столица), сроки реализации которых опережают заложенные в федеральном законодательстве.

Реально власти страны признают, что процесс либерализации пока не принесит ощутимых результатов. Компании Electrabel и SPE (Societe Cooperative de Production d'Electricite), являвшиеся ранее монопольными поставщиками электроэнергии, потеряли нескольких крупных клиентов, которые составляют 3% от общего объема рынка или 10% от объема либерализованного рынка. Инфляция относительно цен, которые платят за электричество потребители на свободном рынке, недоступна. Цены Electrabel и SPE остались на уровне 2001г. (для потребителя с уровнем 30 квт. стоимость 1 квтч. составила 0,055 евро).

Стоимость электроэнергии в Бельгии остается весьма высокой по сравнению с ее ближайшими соседями по ЕС. В среднем она превышает на 10-20% аналогичные цены в Нидерландах, Германии и Великобритании. В 2000г. правительством страны принято решение о введении специальных дотаций на стоимость электроэнергии с тем, чтобы в течение ближайших лет устранить отмеченную разницу с соседними странами, а также уменьшить различия в оплате электричества, которые существуют для потребителей различного уровня. В результате к концу 2001г. удалось снизить соотношение максимальной цены к минимальной с 2,5 до 2,1 для непромышленного сектора и с 3,6 до 2,9 для промышленности. За последние 2г. для мелких промышленных потребителей тарифы на электричество были снижены на 14%, в то время как для крупных они выросли на 6%.

Для контроля за энергетическим рынком, под основными составляющими которого в Бельгии традиционно понимается электроэнергия и природный газ, существует четыре независимых друг от друга органа. Рынок разделен на две части: фиксированный сектор, цены в котором устанавливаются на основании расчетов и фиксируются жестко для разных типов потребителей, и либерализованный рынок, ценообразование на котором формально носит свободный характер.

Первая (де-факто превышающая пока по объемам потребления электричества и газа) часть рынка регулируется Комитетом по контролю за электричеством и газом (Le Comite de Controle de l'Electricite et du Gas – CCEG). Данная организация представляет собой коллективный орган, в состав которого входят представители государства, предприятий, занятых производством, транспортировкой и распределением электроэнергии и газа, основных бельгийских профсоюзов, Федерации бельгийских предприятий (ФЕВ). У государства в CCEG имеется ряд преференциальных позиций (выдвижение новых инициатив, запрос на проведение незапланированных консультаций, временная приостановка действия выработанных ранее рекомендаций). В компетенцию CCEG входит решение комплекса вопросов, связанных с состоянием и развитием энергокомплекса страны, определение основных параметров тарифной политики, контроль работы операторов рынка, обеспече-

ние «прозрачности» их деятельности перед государством, стратегические направления развития энергетического сектора, инвестиции в соответствующие производственные и транспортные инфраструктуры.

Аналоги CREG образованы в 2001г. во Фландрии (VREG- Vlaamse Reguleringstantie voor de Electriciteits) и в Валлонии (CwaPE – Commission Wallonne pour l'Energy) и находятся в стадии решения организационных вопросов своей деятельности. В их компетенцию будут входить те же функции, что и для CREG, но на региональном уровне. Данным Комиссиям будет вменено в обязанность управление энергетическими региональными фондами с целью рационального использования электроэнергии и развитие соответствующих возобновляемых источников. В регионе Брюссель-столица подобного органа создавать не планируется. Ряд задач в сфере энергетики предполагается возложить на брюссельский Институт окружающей среды (BIM/IBGE).

Для обеспечения деятельности CCEG в ее структуре созданы три постоянные Комиссии: La Commission pour l'Examen de l'Affectation de Recette (Комиссия по оценке распределения доходов) – призвана проводить мониторинг доходов компаний, работающих на энергетическом рынке в зависимости от их расходов, определять уровни их рентабельности для выработки тарифной политики CCEG; La Commission de Tarification (Комиссия по тарифам) – определяет уровни тарифов на электроэнергию для различных типов потребителей; La Commission Gas Naturel (Комиссия по природному газу) – выполняет те же функции, что и предыдущая Комиссия, но в отношении газового топлива.

В составе CCEG создаются временные рабочие группы с участием всех заинтересованных организаций для решения текущих вопросов. Все решения CCEG принимает в ходе общих пленарных заседаний.

При определении тарифов на электроэнергию Комитет по контролю за электричеством и газом исходит из принципа покрытия обоснованных затрат на ее производство, транспортировку и распределение, а также необходимых амортизационных отчислений. Ежемесячно им определяются коэффициенты (Nc и Ne), которые используются при расчете конкретных тарифов. Первый коэффициент учитывает стоимость топлива (обычного или ядерного) для электростанций, второй – все иные издержки и расходы (эксплуатационные, амортизационные и проч.). Коэффициенты Nc и Ne регулярно публикуются в официальном бельгийском вестнике (Moniteur Belge).

Тарифы рассчитываются для 6 категорий потребителей, разделенных на две основные группы: низкого напряжения – НН (население, мелкие и средние предприятия) и высокого напряжения – ВН (промышленность). Категории формируются в зависимости от ежегодного потребления электроэнергии, при этом в пределах одной группы тарифы различаются. В 2000г. соотношение максимальной цены к минимальной для непромышленного сектора (группа ПН) составляло 2,5, а для промышленности (группа ВН) – 3,6.

Цены на электроэнергию основных операторов бельгийского нелиберализованного рынка (компания Electrabel и SPE) остались на уровне 2001г.

Для группы НН стоимость 1 квтч. электроэнергии составляет 0,10-0,15 евро, для промышленности тарифы в 2-2,5 раза ниже.

При определении тарифов на газ Комитет руководствуется теми же принципами, что при расчете тарифов на электроэнергию, однако при этом принимается во внимание, что цена на газ должна гарантировать доход, способный покрыть расходы на покупку газа и его доставку потребителям. Условия ценообразования должны учитывать возможность изменения цен на природный газ в зависимости от складывающейся ситуации на рынке и стоимости издержек.

Основные параметры при определении тарифов на газ. в нелиберализованном секторе: параметр G (цена газа на границе) включает в себя затраты на доставку газа к границам Бельгии; параметр RZD отражает изменение издержек компании Fluxus (основной оператор газораспределительной сети Бельгии), не включая затраты на покупку газа; параметр Iga, отражающий изменение цены на газ, покупаемый дистрибуторами для домашних хозяйств; параметр Igd, включающий в себя все затраты дистрибуторов, помимо затрат на покупку газа.

Тарифы рассчитываются для четырех основных групп потребителей: оптовые продавцы (distribution publique); промпредприятия (les fournitures aux industriels); домашние хозяйства (les tarifs domestiques); прочие потребители (les tarifs non domestiques).

Наряду с решением вопросов по тарифам Комитет по контролю за электричеством и газом выработывает рекомендации по наиболее эффективному управлению энергосектором, что позволяет ежегодно на протяжении последних 15 лет выделять 50 млн. евро дотаций, которыми пользуется ряд бельгийских потребителей, в первую очередь социально важные группы населения.

БРАЗИЛИЯ

Последствия энергетического кризиса, разразившегося в стране в 2001г., проявились в значительном превышении предложения электроэнергии над спросом. Что объясняется сокращением рынка потребления этого вида энергии, вследствие адаптации потребителей к деятельности в условиях энергетического кризиса. Ограничение потребления электроэнергии в период кризиса вынудило предпринимателей осуществить инвестиции не только по линии энергосберегающего оборудования, но также и в оборудование, обеспечивающее выработку электроэнергии. Объемы получаемой такими путями дополнительной электроэнергии оказались значительно ниже возможности полного использования имеющегося потенциала и не позволяют обеспечить электроэнергией прогнозируемые потребности бразильской экономики.

Причины кризиса бразильской электроэнергетики в 2001г. были порождены в 1995-2000гг., когда отмечалась систематическая нехватка инвестиций на строительство гидро- и теплоэлектростанций страны. В 2002г. вступили в строй объекты общей мощностью только 7986 мвт., что на 1,5 тыс. мвт. ниже запланированных показателей.

Бразилия располагает 1191 действующими объектами электроэнергетики общей мощностью

80, 893 млн.квт. В стадии строительства находится 87 объектов общей мощностью 12,35 млн.квт. Выданы разрешения на строительство 331 электроэнергетического объекта общей мощностью 27,65 млн.квт. В сумме ввод в строй новых объектов повысит установленную мощность объектов электроэнергетики страны на 40,01 млн.квт.

Несмотря на сохраняющиеся последствия кризиса, производители электроэнергии не понесли финансовых потерь в коммерческой деятельности по продаже электроэнергии по долгосрочным контрактам, поскольку такие контракты предусматривают хеджирование стоимости электроэнергии, аналогично принятому на финансовых рынках. Государственный холдинг Eletrobras по результатам 9 мес. 2002г. имел положительное сальдо коммерческих операций в 4 млрд. реалов (1,2 млрд.долл.) против сальдо 3,4 млрд.реалов (1 млрд.долл.) в 2001г. В соответствии с данными Ассоциации предприятий — крупных производителей электроэнергии (ABRAGE) одиннадцать компаний, входящих в данную ассоциацию, и располагающих электроэнергетическими объектами общей установленной мощностью 55 млн.квт., имели в 2002г. положительное сальдо коммерческих операций в 30 млрд.реалов (8,8 млрд.долл.).

Наличие в 2002г. предложения, превышающего спрос на рынке продажи электроэнергии, как на любом конкурентоспособном рынке, обусловило падение цен на вырабатываемую электроэнергию, реализуемую по краткосрочным контрактам. Бразильские потребители электроэнергии ощутили в 2002г. повышение цен компаниями-концессионерами, осуществляющими реализацию электроэнергии. Рост цен на реализуемую потребителям электроэнергию, по итогам семи последних лет, составил 160%. Указанный рост цен является одной из причин снижения потребления электроэнергии, в то время, как предложение возросло в 2002г. на 10%.

Действующая модель электроэнергетического сектора страны подвергалась критике специалистов в связи с наличием в ней идеологии неконтролируемого наращивания производства электроэнергии. По мнению другой части специалистов, в случае замедления роста объемов производства электроэнергии, в зависимости от режима дождей и наполнения водохранилищ гидроэлектростанций, в ближайшие 2-3г. возможен новый кризис в отрасли.

Разработанный государственным холдингом Eletrobras План развития электроэнергетики Бразилии на 2002-11гг. предусматривает увеличение на 92,1% потребления электроэнергии до 595,4 твтч. в 2011г. Согласно Плану страна должна повысить установленную мощность электростанций с 80 млн.квт. в 2002г. до 120 млн.квт. в 2011г.

С целью выполнения намеченного в 2002г. агенство ANEEL планировало провести 2 торгов на предоставление концессий на право строительства и эксплуатации гидроэлектростанций. Первые торги были проведены 12 июля 2002г. на бирже ценных бумаг г. Рио-де-Жанейро по 8 объектам электроэнергетики. Торги не привлекли большого количества участников: только один объект — гидроэлектростанция Traira 11 мощностью 60 мвт. на р.Суасуи Гранде в шт. Минас-Жерайс, имел более одного соискателя. По итогам

торгов, в которых участвовали компании и консорциумы, образованные бразильскими компаниями, а также компаниями из Великобритании, Бельгии и США, предоставлены концессии на строительство объектов общей мощностью 1584 мвт., которые должны вступить в строй в 2006-08гг. Суммарные инвестиции на строительство указанных объектов составят 1 млрд.долл. Инвестиции в объекты обеспечиваются концессионерами, и частично — за счет кредитов, предоставляемых банковскими структурами, в частности — Национальным банком экономического и социального развития (BNDES).

Вторые торги, которые были намечены на окт.-нояб. 2002г., так и не состоялись в связи с проводившейся в этот период компанией, связанной с подготовкой и выборами президента страны. Кроме торгов на предоставление концессий на строительство гидроэлектростанций в 2002г. были проведены торги на строительство 11 ЛЭП протяженностью 1849 км.

В 2002г. бразильские и иностранные компании продолжали осуществлять инвестиции в строящиеся объекты. Бразильская государственная Гидроэнергетическая компания Сан-Франциско (Chesf), входящая в холдинг Eletrobras и владеющая 14 гидроэлектростанциями, учитывая уроки кризисного 2001г., диверсифицирует свою деятельность, осуществляя инвестиции в повышение мощности теплоэлектростанции Camacari (установка 5 новых генераторов по 70 мвт. каждый). Инвестиции оцениваются в 100 млн.реалов (30 млн.долл.).

В условиях неопределенности политической ситуации в стране, диктуемой приближающейся сменой президента Бразилии, частные предприниматели и иностранные компании сектора электроэнергетики проводили политику сдерживания инвестиций в объекты отрасли. Другой причиной снижения инвестиций во II пол. 2002г. явилось отсутствие четких норм деятельности внутреннего Оптового рынка электроэнергии (МАЕ) и действующие на нем цены, приведшие, фактически, к парализации взаиморасчетов на МАЕ и созданию громадных взаимных долгов между компаниями продавцами и покупателями электроэнергии, что привело к оскудению объема ресурсов, которые могли быть выделены на развитие предприятий сектора.

Совокупный долг покупателей электроэнергии в рамках МАЕ перед бельгийской компанией Tractebel Energia, являющейся крупнейшей частной компанией в секторе электроэнергетики Бразилии, составил во II пол. 2002г. 700 млн.реалов (205 млн.долл.). В сложившейся ситуации компания приняла решение пересмотреть в сторону уменьшения планы инвестирования 2 млрд.долл. в электроэнергетические объекты на территории Бразилии, целью которых было повышение установленной мощности имеющихся у компании электростанций с 6 тыс.мвт. до 8,5 тыс.мвт. в 2005г.

Как указывалось выше, учитывая уроки кризиса отрасли в 2001г., частные компании — потребители электроэнергии осуществили крупные инвестиции в решение задачи самообеспечения электроэнергией. Лидер бразильской алюминиевой промышленности — компания Alcoa инвестировала 213 млн.реалов (60 млн.долл.) на строитель-

ство гидроэлектростанции Serra do Facao мощностью 70 мвт. в шт. Гойас. Ранее компания инвестировала 216 млн.долл. в строительство ГЭС Machadinho и Barra Grande.

Правительство президента Лулы по-новому видит модель отрасли и перспективы ее развития. На янв. 2003г. была намечена приватизация крупнейших государственных электроэнергетических компаний: Furnas, Eletronorte и Shesf, входящих в государственный холдинг Eletrobras. Однако, новое бразильское правительство заявило, что не видит необходимости в приватизации указанных компаний.

В соответствии с рекомендациями МВФ, инвестиции госкомпаниями в строительство объектов по производству электроэнергии относятся на расходную часть бюджета компании. Указанное положение снижает прибыльность компаний, сдерживает инвестиции и, по мнению правительства президента Лулы, должно быть изменено.

Что касается деятельности рынка электроэнергетики, то предполагается организовать пул компаний, который будет заключать долгосрочные (со сроком действия до 10 лет) контракты с частными и госпроизводителями электроэнергии. Пул, в котором обязательное участие примет Eletrobras, будет обеспечивать перепродажу электроэнергии по единой средней цене компаниям-концессионерам, занимающимся реализацией электроэнергии конечным потребителям. В апр. 2003г. специальная рабочая группа министерства шахт и энергетики Бразилии должна подготовить для рассмотрения и принятия правительством страны предложения по новой модели сектора электроэнергетики.

Состояние установленных мощностей электростанций в 2002г.

	Действ. электрост.		Строящ. электрост.		Разрешен. к строит.	
	кол-во	мощн.	кол-во	мощн.	кол-во	мощн.
Ветровые.....	9	0,022	0,03	-	75	5,637
Малые ГЭС.....	209	0,895	1,11	38	101	1,686
ГЭС.....	276	64,080	79,31	19	59	5,468
ТЭС.....	695	13,812	17,07	30	96	14,864
Атомные.....	2	2,007	2,48	-	-	-
Всего.....	1191	80,893	100	87	331	27,658

Электроэнергия из биомассы. Потенциал производства на отходах сахарного тростника (bagaso) достигает 3,85 тыс.ввт. Положительным моментом является возможность круглогодичного производства, а также достаточно низкая себестоимость (в 2001г. себестоимость 1 мвтч. из биомассы была равна 94 реалам, а из газа — 106 реалам). В 2001г. было произведено 1,54 тыс.мвт. для собственных нужд заводов, и лишь 132 мвт. было реализовано на свободном рынке.

Потенциал данного вида электроэнергетики может быть реализован благодаря Программе развития производства электроэнергии из биомассы, предусматривающей в частности: гарантирование покупки электроэнергии у производителя (сроком на 15 лет); эффективное ценообразование (наличие минимальной закупочной цены).

Возможность повторения энергетического кризиса, разразившегося в Бразилии в 2001г., а также открытие специальных кредитных линий БНДЭС в рамках Программы по стимулированию производства электроэнергии из отходов сахарного тростника должны способствовать развитию данного вида электроэнергетики.

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Энергетический рынок страны либерализован. В 2002г. была разработана новая Стратегия в области энергетической политики. При подготовке Стратегии правительство исходило из следующего: страна, которая является самообеспеченной энерго-ресурсами, в ближайшем будущем будет испытывать их нехватку в связи с истощением собственных запасов и ростом спроса; во исполнение своих международных обязательств (Киотский протокол) Великобритании предстоит принять меры, направленные на увеличение инвестиций в энергетический сектор с целью уменьшения выброса в атмосферу вредных веществ (прежде всего углекислого газа).

С учетом вышеназванных моментов правительственная политика в области энергетики направлена на: диверсификацию источников поставки углеводородов в целях устойчивого и надежного обеспечения страны энергоресурсами; развитие конкуренции на энергетическом рынке; повышение эффективности национальной энергетики; содействие развитию новых технологий в энергетической сфере, особенно в освоении новых источников энергии; повышение роли возобновляемых источников энергии (ветряная, солнечная); поощрение потребителей и производителей энергии через ценовое регулирование к экономии электроэнергии и сокращению вредных выбросов в атмосферу; создание единого госоргана (Sustainable Energy Policy Unit), ответственного за формирование политики развития ТЭК.

Сохраняют свою актуальность меры по либерализации энергетического рынка в ряде районов, особенно в Шотландии и Северной Ирландии.

С начала 90гг. Великобритания входит в десятку ведущих нефтегазодобывающих стран мира, распространив операции национальных компаний на все страны, обладающие запасами углеводородов, включая Россию.

Доля топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в общем объеме промпроизводства Великобритании составляет 8%, во внутренних инвестициях в промышленность — 12%.

В структуре производства первичных энергоносителей основное место принадлежит нефти и газу, на которые в совокупности приходится 4/5 производства первичных энергоносителей. Несмотря на сокращение добычи угля и замену его более эффективными видами топлива, он все еще сохраняет свое значение и занимает такое же место как ядерная энергия.

Производство первичных энергоносителей в Великобритании,

в млн.т. нефтяного эквивалента

	Всего	Уголь	Нефть	Газ	АЭС	ГЭС
1998г.....	287,2	27,3	145,3	90,8	23,44	0,52
1999г.....	297,5	24,7	150,2	99,9	22,22	0,53
2000г.....	289,0	21,1	138,3	109,4	19,64	0,52
2001г.....	277,6	21,7	127,8	106,8	20,77	0,43
2001г. (9 мес.).....	203,7	16,0	94,1	78,2	15,06	0,26
2002г. (9 мес.).....	199,8	15,4	93,9	74,6	15,43	0,38
2002г. к 2001г. (9 мес.), в %.....	98,0	96,2	99,8	95,4	102,4	146,2

По данным минторга и промышленности Великобритании

Производство первичных энергоносителей за 9 мес. 2002г. составило 199,8 млн.т. в нефтяном эквиваленте, что на 2% меньше, чем за соответствующий период 2001г. Добыча нефти не изменилась,

природного газа упала на 4,6%, угля сократилась на 3,8%. Производство электроэнергии на АЭС и гидроэлектростанциях увеличилось на 2,4% и 46,2%.

Общее потребление первичных энергоносителей за 9 мес. 2002г. по сравнению с аналог. периодом 2001г. увеличилось на 12% и составило 187,8 млн.т. в нефтяном эквиваленте. Наиболее быстро росло потребление природного газа и нефти.

Внутреннее потребление первичных энергоносителей в Великобритании, в млн.т. нефтяного эквивалента

	Всего	Уголь	Нефть	Газ	АЭС	ГЭС	Эксп.
1998г.....	230,7	42,5	75,3	87,9	23,4	0,5	56,5
1999г.....	231,1	37,5	76,4	93,3	22,2	0,5	66,4
2000г.....	234,4	39,3	76,6	97,1	19,6	0,5	54,6
2001г.....	238,0	43,0	76,6	96,3	20,8	0,4	39,6
2001г. (9 мес.)	167,6	30,2	57,3	63,7	15,4	0,3	36,7
2002. (9 мес.)	187,8	30,7	64,5	74,9	16,6	0,3	12,0
2002г. к 2001г. (9 мес.) в %	112,0	101,6	113,0	118,0	108,0	100,0	32,7

Баланс производства и потребления первичных энергоносителей страны показывает, что Великобритания остается чистым экспортером энергоресурсов, хотя объем чистого экспорта сокращается.

В разрезе отдельных видов энергоносителей положительное сальдо имеется только по нефти. По природному газу наблюдается дефицит, который, по прогнозам экспертов, будет расти.

Великобритания является нетто импортером газа в зимний период, когда до 30% потребности в нем обеспечивается за счет поставок из Норвегии. Что касается угля, то за счет импорта обеспечивается половина потребления.

За 9 мес. 2002г. Великобритания имела положительное сальдо в торговле энергетическими товарами, которое составило 3,8 млрд.ф.ст. В результате рецессии мировой экономики и сокращения объема промпроизводства имело место сокращение как экспорта (на 8,5%), так и импорта (на 7,1%) энергоносителей.

Внешняя торговля Великобританией топливно-энергогетическими товарами

	Уголь	Нефть	продукты	Газ	электро-энергия	Всего
Экспорт (fob), млн.ф.ст.						
2001г. — 9 мес.....	28,4	8224,7	2396,3	1162,2	2,0	11813,7
2002г. — 9 мес.....	26,5	7318,1	2420,8	981,4	65,0	10811,8
2002 % к 2001	89,3	88,9	101,0	84,4	3250,0	91,5
Импорт (cif), млн.ф.ст.						
2001г. — 9 мес.....	889,9	3600,2	2677,4	243,8	141,3	7552,6
2002г. — 9 мес.....	648,3	3822,8	2151,2	279,9	116,3	7018,5
2002 % к 2001	72,8	106,2	80,3	114,8	82,3	92,9

Нефтегазовый комплекс. На континентальном шельфе Великобритании разрабатывается 270 месторождений, из которых 150 — нефтяные, 100 — газовые, 20 — газоконденсатные. Добыча нефти на шельфе осуществляется с 84 морских платформ (для этого также используется 18 специальных плавающих сооружений), природного газа — со 164 платформ. На территории Великобритании разрабатывается 31 месторождение нефти.

Протяженность подводных трубопроводов, используемых для транспортировки нефти, газа и конденсата, составляет 11 тыс.км. Имеются трубопроводы, по которым газ экспортируется за рубеж: в Ирландию (40 км.) и в Западную Европу (232 км.).

Нефтяной комплекс. Великобритания располагает подтвержденными запасами нефти в 4,9

млрд.бар. (0,7 млрд.т). Основные резервы расположены в Северном море. В разработке месторождений принимают участие несколько десятков компаний, включая иностранные.

За 9 мес. 2002г. в Великобритании было добыто 93,9 млн.т. нефти. По сравнению с аналог. периодом 2001г. уровень добычи не изменился. В конце года была завершена сделка между британским нефтяным концерном BP и американской компанией Apache по приобретению последней одного из самых известных месторождений нефти в Северном море Forties (стоимость сделки — 1,3 млрд.долл.). Месторождение Forties является одним из первых месторождений, открытых в Северном море в 1970г. Промышленный пик добычи нефти на месторождении был зафиксирован в 1979г., когда ежедневно добывалось 500 тыс.бар. нефти, что удовлетворяло 25% потребности Великобритании в нефти. За годы эксплуатации суммарный объем добычи с месторождения составил 2,5 млрд.бар. нефти. Дневная добыча на Forties составляет 48 тыс.бар. или 1% всей добываемой BP нефти.

Газовый комплекс. Запасы природного газа составляют 1,6 трлн.куб.м. и при существующих объемах добычи истощатся через 17 лет. За 9 мес. 2002г. объем добычи природного газа составил 81 млрд.куб.м. и по сравнению с 2001г. снизился на 4,6%.

Большое количество газовых месторождений расположено в Северном море. В их числе — месторождение Leman, разрабатываемое BP (запасы 177 млрд.куб.м.), Britannia (Chevron и Conoco, 93 млрд.куб.м.), Indefatigable и Clipper (Shell, 16,5 млрд.куб.м. и 24,9 млрд.куб.м.), а также Elgin (TotalFinaElf, 26,4 млрд.куб.м.). В Ирландском море разрабатываются два крупных месторождения Moresambe и Hamilton, первое из которых обеспечивает 4/5 добычи газа в стране.

Газпром Великобритании имеет хорошо развитую инфраструктуру, мощности которой используются на 40%. Она включает 33 трубопровода протяженностью 273 тыс.км. и 7 терминалов.

Основными газопроводными системами Великобритании являются: Scottish Area Gas Evacuation System (SAGE), соединяющая месторождения центральной и северной части Северного моря, включая месторождение Britannia и районы Beryl и Brae, с терминалом St Fergus; Central Area Transmission System (CATS), которая обслуживает месторождения центральной части Северного моря (Everest, Judy, Jade); Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS), транспортирующая газ с месторождений северных районов Северного моря (Brent, Magnus, Cormorant, Ninian и Hutton).

По прогнозам, после 2005г. в Великобритании спрос на газ превысит его добычу, и страна может стать нетто-импортером газа. К 2006г. 15% спроса британского рынка будет покрываться за счет импорта, а к 2010г. зависимость от импорта может достигнуть 55%. Наиболее крупными поставщиками газа в Великобританию могут стать Россия, Норвегия, Алжир.

Угольная промышленность. На дек. 2002г., в Великобритании действовало 64 открытых угольных разрезов и 10 глубоких угольных шахт. Общая численность работающих в отрасли составляла 11 тыс.чел., 27% из которых добывали уголь в глубоких шахтах.

Объем добычи угля за 10 мес. 2002г. составил 25,1 млн.т., или на 5,4% меньше по сравнению с аналог. периодом 2001г. Потребление угля за этот период снизилось до 45,3 млн.т. (на 13,6%). Чистый импорт угля был равен 20,2 млн.т. Основными поставщиками угля в Великобританию являются Австралия, Колумбия, Польша, Южная Африка и США. Растут поставки из России.

В последние годы объем потребления угля в стране стабилизировался на уровне 40 млн.т. (в пересчете на нефтяной эквивалент) при явной тенденции падения собственного производства. Сокращение объемов добычи угля в Великобритании и стабилизация объемов его потребления вызваны переходом на использование природного газа, в т.ч. и по причине ужесточения ЕС требований по выбросу вредных веществ в атмосферу. Присоединение Великобритании к Киотскому протоколу и одобрение британским правительством Программы по снижению к 2015г. выбросов в атмосферу углекислого газа на 20% приведет к сокращению потребления угля.

Ядерная энергетика. В стране действует 15 АЭС, на которых производится 23% от общего количества электроэнергии, вырабатываемой в Великобритании. За 10 мес. 2002г. АЭС произвели 66,9 млрд.квтч. электроэнергии, что на 2,4% больше, чем в 2001г.

Перспективы развития ядерной энергетике остаются неопределенными. Основная причина этого — неспособность компаний, владеющих АЭС, обеспечить снижение цен на электроэнергию в размерах, предусмотренных новыми соглашениями на торговлю электроэнергией (New Electricity Trading Arrangements) и снижение конкурентоспособности АЭС на энергетическом рынке страны. Это привело к банкротству Уэльской АЭС. Компания British Energy последние 2г. теряла до 4 ф.ст. на каждом мвт/часе производимой электроэнергии, в результате чего в нее появилась задолженность в 337 млн.ф.ст. (на конец сент. 2002г.). Рыночная стоимость акций British Energy упала на 4,8%. Во избежание банкротства компании правительство в 2002г. предоставило ей краткосрочный госкредит в 0,7 млрд.ф.ст.

Другая причина стагнации ядерной энергетике — усилившееся внимание властей и общественности к вопросам ядерной безопасности, что связано с обострением проблемы сохранения окружающей среды и здоровья населения. Правительство Шотландии ввело запрет на ввод в эксплуатацию на своей территории новых атомных станций до 2006г.

ГЕРМАНИЯ

Эффективное, надежное и отвечающее экологическим требованиям энергоснабжение рассматривается в ФРГ в качестве одного из основных и неотъемлемых факторов обеспечения устойчивого функционирования все экономики страны. Основу энергетического сектора ФРГ составляют такие отрасли, как нефте-, газо- и угледобыча, нефтепереработка, тепло-, газо- и электроснабжение.

По данным Федерального статведомства, в 2002г. в энергетическом секторе Германии было занято 321 тыс.чел., из них в электроснабжении — 180 тыс.чел., в добыче каменного угля — 55

тыс.чел. Количество работающих в отрасли постоянно сокращается. По сравнению с 1995г. оно уменьшилось на 130 тыс.чел. Основное сокращение происходит в таких секторах, как угледобыча и электроснабжение.

Оборот предприятий отрасли в 2002г. оценивается в 180 млрд. евро. Наибольшие показатели достигнуты в нефтепереработке (80 млрд. евро), в электро- и газоснабжении (77 и 24 млрд. евро).

В 2002г. в ФРГ не отмечалось резких изменений в структуре потребления первичных энергоносителей, основными из которых являются нефть (доля в общем потреблении составляет 37,5%), природный газ (21,7%), каменный и бурый уголь (13% и 12% соответственно), ядерная энергия (13%). Доля возобновляемых источников составила 3%. Наблюдающееся на протяжении последних лет увеличение в структуре потребления доли природного газа отвечает целям федерального правительства по расширению использования более экологически чистых источников энергии.

Положение в энергетике Германии в 2002г. складывалось под воздействием достаточно неблагоприятной конъюнктуры рынка и сравнительно мягких погодных условий, снижающих спрос на энергоресурсы. В результате потребление первичных энергоносителей в 2002г. составило 488,5 млн.т. условного топлива или 14.320 петаджоулей, что на 1,9% ниже показателей 2001г. Сократилось потребление природного газа (на 0,4%), нефти (на 3,7%), каменного угля (на 2,2%). Увеличилось потребление бурого угля (на 2%).

Данные потребления первичных энергоносителей в ФРГ в 2002г. соответствуют показателям 1991г. В условиях роста экономики это свидетельствует о прогрессе, достигнутом в ФРГ в области эффективного и рационального использования энергоресурсов и развития энергосберегающих технологий.

По оценкам германского института экономических исследований, в 2002г. замедлились темпы роста общей эффективности использования энергии в экономике (рассчитываемой как отношение ВВП к потреблению первичных энергоресурсов). Так, в 1991-2001гг. они соответствовали темпам экономического роста народного хозяйства, а в 2002г. составили лишь 0,8%.

Потребности в первичных энергоносителях в 2002г. на 25,9% покрывались за счет внутренних источников, что на 1% больше показателей 2001г. Рост обусловлен увеличением потребления бурого угля и наращиванием мощностей в ветряной энергетике. Важнейшими внутренними энергоносителями остаются бурый уголь (45%) и природный газ (18%).

По данным Федерального статистического ведомства, потребление нефти в 2002г. по сравнению с 2001г. снизилось на 4% (на 5 млн.т.) и составило 125 млн.т. Основным фактором, повлиявшим на такое развитие, является сокращение потребления легких фракций отопительного мазута (на 3,4 млн.т. или 11%) по причине мягких погодных условий, а также сокращение внутренних резервов в потребляющем секторе. Падение объема авиaperевозок, наблюдавшееся после событий 11 сент. 2001г., в 2002г. не оказало влияния на потребление авиатоплива, составившего, как и в пред.г., 6,8 млн.т. Сократилось потребление автомобильного топлива. Потребление бензина сокра-

тилось на 3,2%. В 2002г. в Германии было реализовано 27,1 млн.т. данного продукта.

В 2002г. не произошло изменений в нефтепереработке страны. Даже сокращение импорта нефтепродуктов на 16% не повлияло на загрузку германских нефтеперерабатывающих заводов.

Вырос импорт нефти из Норвегии (на 1,4 млн.т.), России (на 1,1 млн.т.), Казахстана (на 0,8 млн.т.), Дании (на 0,7 млн.т.). Это компенсировало резкое, на четверть, падение импорта из Великобритании (на 3,6 млн.т.). Важнейшим поставщиком нефти на германский рынок остается Россия, доля которой выросла с 28,9% до 30%. За 11 мес. 2002г. из России в Германию было поставлено 28,7 млн.т. нефти. Доля Норвегии на рынке Германии увеличилась до 21,1% (19,6% в 2001г.), Великобритании – сократилась с 14,8% до 11,1%. Поставки из стран ОПЕК сократились на 12%.

Потребление природного газа в 2002г. сократилось на 0,4% до 106,2 млн.т. условного топлива. Основные тенденции на потребительском рынке природного газа не претерпели изменений. Использование газа в домашнем хозяйстве, предприятиях сферы услуг, торговле сократилось незначительно. Аналогичные тенденции наблюдались в промышленности, что было обусловлено ухудшением конъюнктуры. Использование природного газа для выработки электроэнергии сократилось на 3%, а доля газа в структуре производства электроэнергии осталась на прежнем уровне (9%).

Структура потребления газа в ФРГ также не изменилась. Домохозяйства и непромышленные предприятия остаются крупнейшими потребителями. На них приходится 48%. 25% приходится на промышленность, 13% – на газовые электростанции, 14% – на остальных потребителей (централизованное теплоснабжение).

Общее поступление газа на германский рынок в 2002г. увеличилось на 5%, при росте импорта на 7% и практически неизменной внутренней добыче. В результате за счет собственных ресурсов покрывалось 18% потребностей экономики в газе (в 2001г. – 19%), а оставшаяся часть – за счет импорта. Важнейшим поставщиком природного газа в Германию остается Россия. На нее приходится 31% от общего объема поступления газа в страну (в 2001г. – 33%). За ней следует Норвегия с долей в 25% (в 2001г. – 22%) и Нидерланды – 19% (в 2001г. – 20%).

В связи с высокой зависимостью Германии от импортного газа большое внимание уделяется диверсификации поставок, хотя признается, что такие возможности ограничены. Германские эксперты исходят из того, что в ближайшие пять лет падение добычи природного газа прогнозируется в Великобритании и несколько позже в Нидерландах. Максимальные объемы добычи газа в Норвегии будут достигнуты к 2015-20гг., после чего могут сократиться.

Проводимая правительством политика направлена на полную либерализацию газового рынка страны и его открытие для конкуренции. Заключенное в окт. 2002г. соглашение о доступе к газораспределительным сетям расценивается как недостаточно эффективное, и правительство, обозначая приоритеты энергетической политики на 2003-04гг., не исключает возможности государственного вмешательства в регулирование вопросов недискриминационного использования газовых

магистралей, если новое соглашение не решит этих вопросов в нужном плане.

Потребление каменного угля в 2002г. составило 64,3 млн.т. условного топлива (на 2,3% ниже показателей 2001г.). Снижение обусловлено сокращением спроса со стороны предприятий по выработке электроэнергии (на 2,5%). Потребление каменного угля в сталелитейной промышленности не изменилось, составив 16,8 млн.т. В секторе теплоэнергоснабжения каменного угля было израсходовано в объеме 45 млн.т.

Импорт каменного угля заметно превышает объемы его добычи внутри страны. В 2002г. внутренняя добыча продолжала падать, хотя и меньшими темпами, достигнув 26,8 млн.т. В ходе продолжающихся в отрасли процессов реструктуризации в 2002г. произошло слияние еще двух угольнодобывающих предприятий. Правительство намерено продолжать оказывать отрасли финансовую поддержку на проведение реструктуризации и после 2005г., когда истекает срок действия соглашения по каменному углю. Это допускается недавними принятыми, в т.ч. под воздействием ФРГ, правилами ЕС, предусматривающими регрессивный характер такой помощи.

Потребление бурого угля, наоборот, достаточно стабильно увеличивается на протяжении последних лет. В 2002г. рост составил 1,8% до 56,6 млн.т. Добыча выросла на 3,7% до 182 млн.т. На добычу оказывали влияние такие факторы, как возросшие поставки на электростанции в новых федеральных землях, принятие в эксплуатацию новой электростанции в Нидераусеме (Рейнланд-Пфальц), закрытие станции в Офлебене (Нижняя Саксония).

Для производства электроэнергии в 2002г., как и в пред.г., было использовано 92% добытого в стране бурого угля. Поставки на электростанции возросли на 4% до 168 млн.т.

Общая выработка электроэнергии в стране составила 581 млрд. квтч., что соответствует показателям 2001г. Выработка электричества на атомных электростанциях снизилась на 4% и составила 165 млрд.квтч. Причиной этого являлся ремонт двух энергоблоков. Выросла выработка электричества на станциях, работающих на газе и мазуте. Отмечается 60% рост выработки электроэнергии на ветряных станциях, достигший 16,8 млрд.квтч. Доля атомной энергетики в выработке электричества составила 28,4%, бурого угля – 27,4%, каменного угля – 23,2%, природного газа – 9,3%, мазута – 1%. 4% электричества было выработано на гидроэлектростанциях.

Следствием либерализации рынка электроэнергии стало заметное повышение конкурентной борьбы на нем. На рынке доминируют четыре концерна – RWE, E.on, Vattenfall Europe, EnBW. Присутствие новых предприятий ощущается в секторе продаж и распределения электроэнергии. На Лейпцигской бирже электроэнергии, на конец 2002г., насчитывалось 120 участников, из которых 50 были иностранными. Объем электроэнергии, реализованной на бирже, в 2002г. утроился.

ДАНИЯ

Энергосбережение по датски. В бюджете Дании 2002г. на программы двустороннего сотрудничества со странами Балтийского региона выделено

40 млн. дат. крон, из которых 15 млн. дат. крон были направлены на реализацию следующих проектов в России.

— В Ленинградской обл. (на целлюлозно-бумажном комбинате) и в Новгороде (на заводе по производству удобрений «Экрон») завершены крупные проекты в области энергосбережения стоимостью 4 млн. дат. крон.

— Сотрудничество Агентства по энергетике Дании с российской государственной энергетической компанией «ГУП Тек» (г. Санкт-Петербург). За 9 мес. 2002г. на усовершенствование административной структуры «ГУП Тек» Данией было потрачено 3,5 млн. дат. крон. На обновление энергосектора Дания предоставила Санкт-Петербургу беспроцентный кредит в 10 млн. долл.

— 1 млн. дат. крон был израсходован на подготовку технико-экономического обоснования применения инструментов Киотского соглашения и механизмов Joint Implementation на примере энергосектора г. Гусев (Калининградская обл.).

В конце 2002г. состоялся семинар по вопросам применения биотоплива в Балтийском регионе. В Калининграде была проведена конференция по проблемам сотрудничества в области энергетики между северными странами ЕС и северо-западными регионами России. На эти мероприятия датской стороной было выделено 1 млн. дат. крон. На сотрудничество с Калининградской обл. в сфере энергоэффективности Дания в 2002г. потратила 2 млн. дат. крон.

В конце июля 2002г. совместно с Датским энергетическим агентством завершен проект по возведению и вводу в действие ветропарка и ветроэлектрической станции установленной мощностью 5,1 мвт. в пос. Куликово Зеленоградского района Калининградской обл. (20 ветроустановок мощностью по 225 квт.). Датской стороной профинансирован монтаж указанных ветроустановок на 2,1 млн. дат. крон из выделенных на реализацию проекта 9,6 млн. дат. крон. Одна ветроустановка мощностью 600 квт. смонтирована и функционирует в рамках указанного проекта с 1998г. Также разрабатывается программа по развитию ветроэнергетики в Чукотском автономном округе.

В сент. 2002г. была завершена многолетняя работа по обновлению части вентиляционной системы комплекса зданий Зимнего дворца. В результате проведенной реконструкции удалось добиться сокращения энергопотребления на 30%. На этот проект был потрачен 1 млн. долл.

Наиболее успешным долгосрочным датским проектом в рамках двустороннего сотрудничества между Данией и Россией в области энергетики можно считать Российско-датский институт энергоэффективности. Ежегодные субсидии Дании в деятельность этого института составляют 4,25 млн. дат. крон. За 5 лет существования Института его слушателями стали 3 тыс. российских руководителей и специалистов.

Главными вехами на пути к расширению энергосотрудничества между Россией и Данией в перспективе станут: ратификация Россией Киотского договора; принятие развитыми странами «Энергетической хартии», в частности, тех ее соглашений, которые касаются энергоэффективизации и транзита энергоносителей; принятие России в ВТО.

Российская сторона предложила рассмотреть вопрос о возможности включения в список при-

оритетных дополнительно двух вопросов: задействование финансовых средств в рамках программы ТАСИС на датскую программу поддержки энергетики; выделение финансовых средств на проведение постоянных выставок датских технологий в Московском энергетическом институте.

Индия

Принимая во внимание масштабные правительственные программы в области энергетики, а также накопленный в Индии опыт и возможности участия российских организаций в реализации этих программ, в первую очередь в сооружении энергообъектов, эта отрасль является наиболее перспективной, на что особо обращается внимание в ходе работ МПК и Рабочей группы по энергетике и нетрадиционным источникам энергии.

В 10 пятилетке (2002-07гг.) правительство Индии запланировало инвестировать в развитие энергетического сектора 110 млрд. долл. Из них 70 млрд. долл. — на строительство и модернизацию генерирующих мощностей, 40 млрд. долл. — на развитие передающей и распределительной систем, электрификацию сельских районов и другие энергетические проекты. Приоритет в развитии генерирующих мощностей отдается тепло и гидроэнергетике. Запланированный объем инвестиций на эти цели в 10 пятилетке составляет порядка 63 млрд. долл. Требуемые капиталовложения в атомную энергетику оцениваются в 5 млрд. долл. В целом за пятилетку запланировано ввести в эксплуатацию генерирующих мощностей объемом 55158 мвт. В пятилетнюю программу реконструкции включены 68 тепловых энергоблоков суммарной мощностью 17310 мвт. и 45 (2309 мвт.) проектов в области гидроэнергетики. На 107 энергоблоках общей мощностью 11022 мвт. и 48 (2146 мвт.) гидроблоках запланированы работы по продлению сроков их эксплуатации.

С учетом ввода генерирующих мощностей для строительства передающей и распределительной инфраструктуры в 10 пятилетке потребуется 30 млрд. долл., для модернизации существующей — 2,5 млрд. долл.

Согласно разработанной специалистами министерства энергетики и одобренной правительством Индии программе увеличения производства электроэнергии (Accelerated Power Development Programme), ее выработка в стране в 2002-12гг. должна вырасти на 100 тыс. мвт. Из них, 80 тыс. мвт. планируется произвести дополнительно на гидро- и теплоэлектростанциях, 6,4 тыс. мвт. на АЭС и 10,7 тыс. мвт. с использованием нетрадиционных источников энергии. Общий объем затрат на строительство новых электростанций и модернизацию существующих составит в период действия 11 и 12 пятилетних планов 160 млрд. долл. Большую часть данной суммы предполагается выделить из госбюджета, а оставшиеся необходимые денежные средства получить в качестве инвестиций от местных частных компаний и инопартнеров.

Предусматривается выделение крупных бюджетных ассигнований на программу обновления и модернизации энергетических объектов (Renovation and Modernisation Programme), утвержденную кабинетом страны. На ее реализацию в 2002-12гг.

будет израсходовано 6 млрд.долл., что должно позволить Индии увеличить производство электроэнергии, главным образом, на тепловых станциях на 30 тыс.мвт. Специалистами из государственной корпорации The Central Electricity Authority намечены 35 и 170 энергоблоков на гидроэлектростанциях и тепловых станциях, подлежащих замене или серьезной модернизации в рамках вышеуказанной программы. Основными координаторами и исполнителями будут являться две ведущие энергетические госкорпорации National Thermal Power Corporation (NTPC) и Bharat Heavy Electricals (BHEL).

Правительством Индии завершается рассмотрение подготовленного министерством энергетики предложения о создании объединенной энергосистемы страны. Ее создание потребует не менее 10 лет и будет стоить 4-6 млрд.долл. На первом этапе планируется объединение уже существующих энергосистем в восточной и южной частях Индии с последующим расширением зоны их действия.

По мнению руководства министерства энергетики Индии, планируемые крупномасштабные проекты будут являться достаточно привлекательными для иноинвесторов. Оно основывается на опыте успешного взаимодействия с Японским банком международного сотрудничества (Japan Bank of International Cooperation for Assistance), который участвует в финансировании пяти проектов, предусматривающих строительство тепловых электростанций в восточной Индии.

Министерство нетрадиционных источников энергии к 2012г. планирует довести уровень дополнительной электроэнергии, вырабатываемой на малых ГЭС, до 2000 мвт. Надежды при осуществлении намеченных планов специалисты министерства возлагают на реализацию схемы технического содействия зональной программы ООН (UN Development Program Global Environment Fund). Ведутся соответствующие работы в области использования энергии солнца, ветра и биомасс в сотрудничестве в этих областях с другими странами, в т.ч. и с Россией.

Угольная промышленность. Сотрудничество в угледобывающей отрасли Индии в 2002г. ограничивалось выполнением различных проектных работ институтом «СПб-Гипрошахт» в рамках меморандума о взаимопонимании с индийской отраслевой проектной организацией CMPDI.

Одним из наиболее перспективных объектов с точки зрения возможности оказания российскими организациями техсодействия и поставок оборудования для индийской угольной промышленности продолжала оставаться шахта «Джанджра», спроектированная и построенная при техсодействии российских организаций в 80гг.

Российские организации ОАО «Росуглемаш» и ГУП ВО «Зарубежуголь» ведут переговоры с руководством угольной корпорации Индии, Восточной угольной компании и шахты «Джанджра» о возможностях своего участия в реконструкции шахты. Индийской стороне переданы технико-экономические предложения по отработке пласта R-VI на шахте «Джанджра», которые предусматривают поставку оборудования и командирование российских специалистов для оказания технического содействия в выполнении предстоящих работ. Российское предложение является более при-

влекательным, чем предложения конкурентов, однако не решен вопрос финансирования проекта, т.к. форма расчета, предложенная индийской стороной (15% аванс, далее погашение задолженности после ввода оборудования в эксплуатацию в 4-5 лет) неприемлема для российских участников.

В Индии сохраняется интерес к возобновлению закупок в России коксующегося и энергетического угля. В случае снижения ж/д тарифов и экспортных пошлин поставка угля из России смогла бы конкурировать с поставками из Австралии, Китая и ЮАР. Потребности Индии в металлургическом коксе местными производителями удовлетворяются на 10%, поэтому страна зависит от импорта этого сырья, составляющего ежегодно 1,5-2 млн.т. С учетом запросов индийских покупателей ежегодный объем экспорта металлургического кокса из России в Индию мог бы составить 1-1,5 млн.т. в год, что обеспечило бы поступление валютной выручки в 70 млн.долл. Введение в России с дек. 1999г. вывозной таможенной пошлины на кокс, специальный повышенный ж/д тариф на транспортировку кокса в морской порт, составляющий 25% от цены, а также рост цен на коксующиеся угли на российском внутреннем рынке не только препятствуют возможности увеличения объемов экспорта кокса, но и явились причиной срыва контрактов, подписанных ГПВО «Тяжпромэкспорт», и возбуждения против объединения судебного иска.

Энергострой с РФ

Сотрудничество в области энергетических объектов в Индии было и остается одним из основных и перспективных направлений российско-индийского экономического сотрудничества. При содействии советских организаций в Индии в 60-70гг. было построено 13 тепло- и гидроэлектростанций общей мощностью 5168 мвт., не считая энергообъектов, входящих в структуру металлургических заводов, сооруженных при содействии СССР. Оборудование, установленное на этих энергообъектах, за этот период зарекомендовало себя как надежное и экономичное в эксплуатации.

При содействии российских организаций, основными из которых на индийском энергетическом рынке являются ЗАО «Атомстройэкспорт», ГПВО «Технопромэкспорт», АО «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ), ЗАО «Энергомашэкспорт», осуществляются работы по реконструкции и модернизации ряда электростанций.

ЗАО «Атомстройэкспорт» — на ближайшую перспективу строительство Куданкуламской АЭС является флагманом возрождения масштабного экономического сотрудничества, как с точки зрения объемов финансирования, так и с точки зрения его значимости для обеих стран. Согласно пакету документов на строительство АЭС, подписанному 6 нояб. 2001г. в Москве министерствами по атомной энергии России и Индии, стоимость проекта составит 1,5 млрд.долл. В начале 2002г. индийская сторона приступила к строительным работам на территории будущей АЭС.

АО «Энергомашэкспорт — Силовые машины», головная компания Концерна «Силовые машины», и ЗАО «Атомстройэкспорт» подписали 24 апр. 2002г. контракт на поставку оборудования для первого и второго блоков АЭС. В исполнении контракта примут участие предприятия Концерна

«Силовые машины» — АО «Ленинградский металлический завод», АО «Электросила», АО «Завод турбинных лопаток». Согласно подписанному между ЗАО «Энергомашэкспорт — Силовые машины» и ЗАО «Атомстройэкспорт» договору, предприятия Концерна «Силовые машины» изготовят оборудование для машинного зала АЭС. АО «Ленинградский Металлический завод» изготовит две паровые турбины мощностью 1000 мвт. каждая с конденсаторами, АО «Электросила» — два турбогенератора аналогичной мощности. АО «Завод турбинных лопаток» изготовит для турбин производства ЛМЗ все рабочие и направляющие лопатки. Первая турбина — «миллионник» и генератор будут поставлены индийскому заказчику в I, а вторая — в IV кв. 2005г. Пуск двух энергоблоков АЭС в эксплуатацию запланирован на 2007 и 2008г. соответственно. Помимо поставок перечисленного выше оборудования специалисты предприятий Концерна «Силовые машины» проведут его шефмонтаж и шефналадку. Общая стоимость контракта — 200 млн.долл.

ОАО «Объединенные машиностроительные заводы» (ОМЗ) в апр. 2002г. подписали с ЗАО «Атомстройэкспорт» договор на поставку оборудования для АЭС на 294 млн.долл. Подрядчиками ОМЗ выступают Подольский машиностроительный завод и ряд других предприятий.

В перспективе возможно расширение сотрудничества по строительству 3 и 4 энергоблоков АЭС. Пока этому препятствуют санкции на экспорт в Индию ядерного оборудования и технологий, введенные Группой ядерных поставщиков из-за отказа индийцев поставить под контроль МАГАТЭ все свои ядерные программы. Конкуренцию России в этой области могут составить США, Канада, Франция, Великобритания.

ВО «Технопромэкспорт» выиграло тендер на реконструкцию ТЭС «Обра» (5x50 мвт.). Контракт находится в стадии проработки. Предложенный индийской стороной проект контракта нарушает, по мнению ВО «Технопромэкспорт», условия тендера и не признает гарантий российских банков, что не устраивает российских партнеров. Подписан контракт объемом 20 млн.долл. на ведение работ по ТЭС «Индира Сагар». Получены банковские гарантии и начаты работы.

По мнению ВО «Технопромэкспорт» существуют три дискриминирующие причины, препятствующие работе российских компаний на энергетическом рынке Индии: непринятие индийской стороной гарантий российских банков; отсутствие российских стандартов в технических условиях при проведении тендеров; наличие четких технических условий под конкретные западные фирмы при проведении тендеров. По указанным причинам ВО «Технопромэкспорт» вынуждено прекратить борьбу за контракты ТЭС «Патрату», ТЭС «Бадарпур», ТЭС «Санджай Ганди».

АО «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ) — работы по проекту ТЭС «Ллоиде» (2x40 мвт.) приостановлены из-за отсутствия на данный момент финансирования. Российская сторона выполнила все обязательства по поставке оборудования по контракту.

Продолжаются работы по модернизации ТЭС «Корба» (4x50 мвт.). В сент. 2002г. запущен в эксплуатацию первый агрегат, ожидается запуск второго блока. Подписан контракт на монтаж парага-

зогенераторной установки (46 мвт.) ТЭС «Конасина» в шт. Андра Прадеш. Для начала работ необходимо решение правительства штата по финансированию проекта.

Планируется подписание контракта на строительство ТЭС «Чхатисгарх» (2x250 мвт.). Индийская делегация уже провела в сент. 2002г. переговоры с российской стороной. ЛМЗ принимает участие в следующих тендерах: ТЭС «Катешвар» (4x100 мвт.), ТЭС «Нэрия Мангалам» (1x25 мвт.), ТЭС (2x265 мвт.), АЭС «Кайса» (2x220 мвт.).

ЛМЗ планирует принять участия в следующих предстоящих тендерах: ТЭС «Каменг» — новое строительство, поставка электромеханического оборудования, ТЭС «Сипат» (3x660 мвт.) — новое строительство, ТЭС «Барх» (3x660 мвт.) — новое строительство, ТЭС «Кахалгаон» (2x660 мвт.) — новое строительство, ТЭС «Виньдьячал» (2x500 мвт.) — новое строительство, ТЭС «Колдам» (4x200 мвт.) — новое строительство, ТЭС «Мейтон» (2x500 мвт.) — новое строительство, ТЭС «Нейвели» (2x160 мвт.) — новое строительство, ТЭС «Нагжари» (2x65 мвт.) — реконструкция, ТЭС «Тенугат» (2x210) — новое строительство, ТЭС «Патрату» (4x50 мвт.) — реконструкция, ТЭС «Хазира» (1x200 мвт.) — новое строительство, ТЭС «CPL» (2x500 мвт.) — новое строительство.

ЗАО «Энергомашэкспорт» продолжает работу по выполнению контракта на строительство гидрокомплекса «Тери». Пуск в эксплуатацию первого блока планируется на март 2003г.

ИРАН

Система энергоснабжения Ирана представляет собой сеть взаимосвязанных энергетических районов, объединенных в общую энергетическую систему страны. Управление по мощности и частоте генераторов осуществляется из центрального диспетчерского центра компании «Таванир». Для управления энергетической системой используется оборудование иностранных компаний, позволяющее осуществлять дублирование при возникновении нештатной ситуации. В случае аварийной ситуации управление осуществляется региональными диспетчерскими пунктами.

В структуре потребления электроэнергии преобладает коммунальный сектор — 35%, далее следует промышленность — 34%, государственные и коммерческие структуры — 23%, сельское хозяйство — 8%. В данных секторах имеются большие задолженности перед электроэнергетиками. Общее количество потребителей электроэнергии постоянно растет и составляет 14 млн. абонентов. Потребности Ирана в электроэнергии растут от 6 до 8% в год. Такими же темпами растут установленные мощности и выработка электроэнергии. В отдельных районах в пиковые периоды ощущается нехватка генерирующих мощностей и пропускной способности электросетей.

К концу 3 пятилетнего плана экономического развития Ирана (2000-05гг.) объем потребления электроэнергии достигнет 120 млрд.квтч., а объем производства — 150 млрд.квтч. Резерв мощностей производства электроэнергии планируется 20%.

Суммарная величина установленных генерирующих мощностей электростанций в Иране — 28000 мвт. К концу 2005г. с учетом ввода в эксплуатацию всех строящихся блоков электростанций

она достигнет 44263 мвт. В установленных генерирующих мощностях доля ТЭС (паротурбинных) составит 70,2%, газотурбинных станций – 19,4%, ГЭС – 9,9%, дизельных – 0,5%.

Одной из важнейших особенностей надежной работы энергосистемы страны является перераспределение нагрузок в пиковый период. **Пик потребления электроэнергии в Иране приходится на лето, а в России, Туркмении и других странах – на зиму.** Проводятся переговоры о сезонном обмене электроэнергией между странами, по результатам которых планируется объединение сетей России, Азербайджана, Турции, Пакистана, Туркменистана и Ирана в единую сеть. Уже достигнуто соглашение об объединении энергетических сетей Туркменистана и Ирана в районе пограничного пункта Серахс.

Проводятся предварительные переговоры об экспорте электроэнергии из Ирана в страны Персидского залива через подводный кабель, а также о возможности подключения иранской национальной сети к единой энергетической системе Египта, Иордании, Ливана, Сирии, Ирака. Одной из негативных сторон объединения энергетических сетей с Ираном является то, что суммарные потери электроэнергии в передающей и распределительной сети Ирана превышают 15%, что в 1,5 раза выше общепринятых мировых стандартов.

Энергетика с Россией

Атомная энергетика. Основным объектом сотрудничества продолжает оставаться строительство первого блока АЭС «Бушер», которое осуществляет ЗАО «Атомстройэкспорт». В сент. 2002г., в соответствии с Генеральным временным графиком строительства первого блока, объединением была завершена поставка всего основного оборудования и начался его монтаж. К концу 2002г. был смонтирован корпус реактора. В соответствии с Общей программой контракта объем выполненных работ составил 80%.

Стороны регулярно проводят координационные совещания по вопросам строительства АЭС «Бушер» на уровне замминистров. В дек. 2002г. АЭС «Бушер» с инспекционной проверкой посетила российская делегация во главе с министром РФ по атомной энергии Румянцевым А.Ю. В ходе встреч и бесед с иранской стороной обсуждались основные проблемы строительства станции, пути их решения, а также другие вопросы сотрудничества в атомной энергетике. Стороны подтвердили намерение завершить строительство АЭС «Бушер» к концу 2003г. и продолжить проработку вопроса о строительстве новых блоков АЭС в Иране с помощью России.

Нефтегазовая промышленность. В составе консорциума с французской компанией «Тоталь-ФинаЭльф» и малайзийской – «Петронас» «Газпром» выполнил свою часть работ в рамках «бай-бэк» контракта по освоению шельфового газоконденсатного месторождения «Южный Парс» (фазы 2 и 3). Стоимость проекта – 2 млрд.долл., долевое участие роскомпании – 30%. В апр. 2002г. на комплексе, состоящем из 2 буровых платформ, газоперерабатывающего завода в Асалуе и соединяющих их газопроводов протяженностью 110 км., получена первая продукция. К началу 2003г. степень готовности объекта (по иранским оценкам) составляла 97%. В соответствии с проектным

заданием газоперерабатывающий завод будет выпускать газ, газовый конденсат и широкую фракцию легких углеводородов. К числу неурегулированных вопросов относится форма расчета: получение части производимой продукции, что предусмотрено контрактом, иранская сторона пытается подменить денежными выплатами, чтобы полностью контролировать сбыт производимой продукции.

Завершив свою часть работ на 2 и 3 фазах, специалисты «Газпрома» не исключает возможности участия в разработке других фаз месторождения «Южный Парс», однако данных о начале переговоров по этой теме пока не поступало. Началась проработка проекта газопровода из Ирана в Индию и Пакистан. В конце окт. 2002г. «Газпром» подписал в Москве меморандум о намерениях с иранской стороной о начале работ над детальной проработкой данного проекта, а в середине нояб. аналогичный документ был подписан с пакистанской стороной. Вопрос о привлечении зарубежных компаний к непосредственному строительству газопровода остается открытым. Руководство «Газпрома» приняло решение об открытии в 2003г. своего представительства в Иране.

Активная работа тегеранского представительства «Татнефти» по развитию сотрудничества с госпредприятиями (НИИ нефтяной промышленности и департамент по технологическому сотрудничеству при администрации президента) и нефтяными компаниями привела к подписанию ряда сервисных контрактов по экспорту передовых технологий. В I пол. 2002г. «Татнефть» совместно с НИОС-юг завершила выполнение одного из таких контрактов по геофизическому исследованию методом сейсмолокации бокового обзора на месторождениях Ахвиз и Рамшир.

В стадии реализации и начала работ находятся следующие сервисные контракты: по демаркализации – очистке бензина, газоконденсата и сжиженных газов от серы. Контракт был подписан с Научно-исследовательским институтом нефти (RIPI) в дек. 2000г., успешно выполнены испытание и пуск пилотной установки; по проведению испытаний технологии микробиологического воздействия на пласты с целью повышения нефтеотдачи. Контракт подписан с RIPI в дек. 2001г., а в окт. 2002г. был подписан дополнительный контракт на обучение; по испытанию технологии локального крепления скважин. Контракт подписан в янв. 2002г. с НИОС-юг.

На стадии проработки и подписания находятся: сервисный контракт с компанией PEDEC на выполнение опытно-промышленных работ на месторождении тяжелой нефти «Загех»; контракт с компанией НИОС-exploration на проведение геологоразведочных работ на месторождениях «Моган-1» (территория площадью 1000 кв.км. в Прикаспии на границе с Азербайджаном) и «Моган-2» (территория площадью 1500 кв.км. южнее блока «Моган-1»).

За последнее время «Татнефть» приняла участие в тендерах на проведение ряда геофизических исследований 3Д и 2Д на месторождениях ОIЕС и НИОС-юг. Решения тендерных комиссий пока не объявлены. «Татнефть» регулярно принимает участие в ежегодной тегеранской выставке «Нефть, газ и нефтехимия» и российско-иранских конференциях по вопросам сотрудничества в нефтяной

области. Проведены переговоры с нефтяным университетом НИОС по вопросам обучения специалистов и сотрудничества с институтом ТатНИПИнефть.

Вместе с консорциумом, состоящим из ОАО «Стройтрансгаз» и иранской фирмы «Зир-Асас», компания ОАО «Нова» участвовала в строительстве газопровода «Асалуе-Канган» (протяженность 72 км., диаметр 56 дюймов). Для реализации проекта компания поставила в Иран свою строительную технику. После окончания работ иранская фирма отказалась заплатить 800 тыс.долл. за аренду этой техники и вернуть ее компании «Нова». К числу ближайших планов компании «Нова» следует отнести участие в строительстве газосборочного завода в районе г.Асалуе (совместно с иранской фирмой «Паяндан» и при участии венгерских и немецких фирм), проведение диагностики трубопроводов в центральных районах Ирана.

Завершив совместно с компаниями «Нова» и «Зир-Асас» строительство газопровода «Асалуе-Канган» (протяженность 72 км., диаметр 56 дюймов), ОАО «Стройтрансгаз» прорабатывает ряд перспективных предложений, полученных от иранских и российских компаний, к числу которых можно отнести.

– Проект создания консорциума с «Газпромом» и какой-либо крупной иранской компанией для участия в тендерах на строительство подземных хранилищ газа (ПХГ). Вскоре ожидается проведение тендера на строительство ПХГ в районе Сараджа, включающего четыре лота: бурение скважин, надзор за бурением, строительство наземных сооружений, строительство отвода от магистрального газопровода. Проект будет финансироваться НИОС. Заявки на участие в тендере подали 10 компаний, из которых не более 2 имеют опыт строительства подобных объектов. Сообщалось также о проработке иранской стороной вопроса о проведении тендеров на строительство ПХГ в районах Талхе, Йорт-э Шах и соляных выработок. «Стройтрансгаз» планирует, что в случае создания консорциума «Газпром» будет отвечать за бурение и надзор за ним, «Стройтрансгаз» – за строительство наземных сооружений и отвода от магистрального газопровода, а иранский партнер – за обеспечение проекта рабочей силой, младшим техническим персоналом и некоторым оборудованием.

– ЕРС (Инжиниринг. Поставка. Строительство) проект замены газовых турбин на 3 компрессорной станции ИГАТ-1 в районе Исфагана. В апр. 2002г. было получено приглашение от Национальной иранской газовой компании (NIGC) принять участие в этом проекте, который предусматривает замену пяти газовых турбин производства «Невского завода» на соответствующую электрическую регулируемую передаточную систему с синхронным двигателем (электропривод к существующему компрессору).

– Проект реконструкции и капитального ремонта компрессорных станций (КС) газопроводов ИГАТ-1 и ИГАТ-2. Данные станции были введены в эксплуатацию 20 лет назад и требуют проведения профилактических работ и ремонта. На этих КС смонтировано 24 газоперекачивающих агрегата (ГПА) «Сумского завода» и 18 ГПА «Невского завода». В дек. 2002г. компания в со-

ставе международного консорциума уже выиграла один тендер на инжиниринг, поставку и строительство КС в Хаджи Абаде.

– Проектирование и поставка пяти КС для газопровода «Сархун-Керман». Тендерная документация выкуплена и находится в проработке. Эксперты компании изучают возможность создания СП с иранской компанией «Иран Арвин Инжиниринг» и немецкой – «Манн Турбомашинен».

– Компанией отслеживается ситуация, касающаяся: строительства газопровода «Асалуе-Агаджари» протяженностью 512 км., предусмотренного разработкой 6, 7 и 8 фаз месторождения «Южный Парс»; монтаж оборудования КС на магистральных газопроводах ИГАТ-3 и ИГАТ-4; строительство газопровода «Иран-Пакистан-Индия».

Во II пол. 2002г. руководством компании ОАО «Лукойл» была проведена серия переговоров в Москве и Тегеране, в результате которых принято решение о проработке сторонами вопроса об участии российской компании в проведении геологоразведочных работ в районе Каспия, на месторождении «Анаран» (территория площадью 3500 кв.км. на западе Ирана) и совместном с компанией «Курсо» реконструкции буровой платформы «Шельф-7» на Каспии.

В окт. 2002г. в Тегеране состоялась серия встреч представителя компании ОАО «Калмыкнефтегаз» с руководством министерства нефти Ирана и ряда компаний, работающих в нефтегазовом секторе. В ходе этих встреч иранская сторона выразила готовность продолжить совместную проработку вопроса о строительстве нефтеперерабатывающего завода в провинции Гилян. В начале нояб. 2002г. было получено предложение от компании «Тегеран Берклей» принять участие в тендерах на проведение буровых работ на юге Ирана. Предложение было принято, готовится соответствующая документация.

К 2002г. компании ОАО «Славнефть» и РВО «Зарубежнефть» практически свернули свою деятельность в Иране, а их представители покинули страну. В связи с тем, что не всем иранским партнерам известно о принятом решении, нельзя исключить возможности появления материальных или иных исков к этим компаниям.

Электроэнергетика. Компанией ФГУП ВО «Технопромэкспорт» сданы в постоянную эксплуатацию 8 энергоблоков общей мощностью 1680 мвт. на ТЭС «Шахид Мохаммад Монтазери» в Исфагане и 6 блоков общей мощностью 1890 мвт. на ТЭС «Рамин» в Ахвазе. Ведутся переговоры по урегулированию взаимных контрактных требований. Осуществлена поставка первой части запчастей на пятилетний период эксплуатации ТЭС «Шахид Мохаммад Монтазери». Готовится поставка очередной партии.

По приглашению иранской компании «Марна» Объединение приняло участие в тендере на сооружение 12 энергоблоков на пяти электростанциях, объявленном в рамках реализации 10-летней программы развития электроэнергетики Ирана. Переданные иранской стороне предложения удовлетворяли всем тендерным требованиям, однако Объединение не было включено в перечень фирм-участников, допущенных к продолжению переговоров по согласованию технических и финансовых вопросов проекта.

В развитие договоренностей о сотрудничестве в области нетрадиционных источников электроэнергии был запарафирован контракт на поставку трех детандер-генераторных установок для ТЭС «Рей» (1x7 мвт.) и ТЭС «Бандар Аббас» (2x6 мвт.). Подписание контракта отложено до принятия соответствующих решений минэнергетики Ирана.

«Технопромэкспорт» готово принять участие в создании российско-иранского консорциума по производству оборудования для строительства электростанций в Иране и в третьих странах, о чем имеется предконсорциальное соглашение с розпредприятиями. 13 фев. 2002г. Объединением подписан протокол с иранской компанией Sunir о сотрудничестве в области поставки электроэнергии в третьи страны, в т.ч. и в Ирак.

Вопросы сотрудничества в области электроэнергетики подробно обсуждались сторонами в ходе визита в Иран в 2002г. делегации во главе с замминистра экономического развития и торговли РФ В.Г.Карастиним. К наиболее важным итогам переговоров можно отнести принципиальное согласие иранской стороны к привлечению «Технопромэкспорта» к строительству первой в Иране ТЭС на угле «Табас» при условии предоставления Объединением подходящей схемы финансирования объекта, а также согласие иранцев на изучение вопроса участия ТПЭ в проекте расширения ТЭС «Шахид М.Монтазери». Специалисты Объединения уже осуществляют инженерный надзор за работами детальной разведки на угольном месторождении «Мазино-1», на базе которого будет работать ТЭС «Табас».

ИТАЛИЯ

Национальное энергетическое потребление в Италии в 2002г. составило 186,7 млн.т. нефтяного эквивалента, оставшись на уровне 2001г. и прервав существовавшую в последние годы тенденцию непрерывного роста данного показателя.

Процентное соотношение энергоносителей, используемых для удовлетворения энергетических потребностей Италии, по сравнению с 2001г. изменилось в сторону роста удельного веса твердого топлива и нефтепродуктов: с 7,3% в 2001г. до 7,6% в 2002г. для твердого топлива и с 48,2% до 48,7% для нефтепродуктов. Возросла доля импортируемой электроэнергии, достигнув 5,9% от суммарного внутреннего энергопотребления (5,7% в 2001г.). Снизилась составляющая возобновляемых источников энергии с 7,4% в 2001г. до 6,7% в 2002г. по причине сокращения производства гидроэлектроэнергии. Отмечено незначительное уменьшение доли потребления природного газа (с 31,3% до 31,1%).

Энергетический баланс Италии в млн.т. неф. экв.
2002г.

	2000г.		2001г.		2002г.		в % к 2001г.
	всего	всего	топл.	газ	возоб.	с др.*	
Производство.....	31	30,5	0,4	12	4,8	11,9	-
Нетто-импорт.....	159,4	154,4	13,5	48,9	86,6	0,5	11,1
Изменение запасов.....	5	-1,9	-0,3	2,8	0,5	-	-
Совокупный спрос.....	185,3	186,8	14,2	58,1	90,9	12,4	11,1

* Взаимообмен с другими странами

Нацпроизводство энергоносителей в 2002г. составило 29,1 млн.т. неф. экв., что на 4,6% меньше уровня пред.г. Сокращение в национальной добыче природного газа (4,8%) было компенсировано

за счет увеличения добычи нефти (17,1%) на новом месторождении в области Базиликата (Валь д'Агри).

Возросла зависимость национальной энергетической системы от импорта энергоносителей с 83,7% в 2001г. до 84,4% в 2002. Существенная зависимость от импорта, сказывается на общих расходах Италии на энергетику, которые, несмотря на понижение на 4% по сравнению с 2001г., составили 26,4 млрд. евро, что представляет собой 2,1% от ВВП.

Внешняя торговля Италии энергоносителями, в млн. евро

	2000г.		2001г.		2002г.	
	Имп.	Эксп.	Имп.	Эксп.	Имп.	Эксп.
Энергоносит.....	34.262	5.613	-28.648	32.977	5.441	-27.536
- нефть.....	18.522	22	-18.499	16.526	25	-16.500
- нефтепрод.....	5.380	5.513	-132	4.626	5.295	-668

Твердое топливо. В 2002г. объемы импорта твердого топлива остались на уровне пред.г., увеличившись с 20,1 до 20,2 млн.т.

Импорт твердого топлива, в тыс.т.

	2000г.			2001г.			2002г.		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Европа.....	1.893	185	2.078	1.103	101	1.204	1.945	48	1.993
Америка.....	7439	-	-	8.643	-	8.643	7.189	-	7.189
Азия.....	2.288	-	2.288	2.393	-	2.393	3.962	-	3.962
Африка.....	3.721	-	3.721	4.639	-	4.639	3.871	-	3.871
Океания.....	3.516	483	3.999	2.685	553	3.238	2.546	623	3.169
Всего.....	18857	668	19.525	19.463	654	20.117	19.513	671	20.184

1 – каменный уголь. 2 – бурый уголь. 3 – всего уголь

Импорт твердого топлива из Америки, составляющий 35,6% от общего объема поставок, сократился на 16,8% (с 8,6 до 7,2 млн.т.), в то время как из Азии, составляющий 19,6%, возрос на 65,6% (с 2,9 до 4 млн.т.). Поставки твердого топлива из Африки, составляющие 19,2%, уменьшились на 16,6% (с 4,6 до 3,9 млн.т.), при этом квота импорта из европейских стран составила 9,9%, что на 65,6% больше, чем в 2001г. (2 против 1,2 млн.т. в 2001).

Электроэнергия. В 2002г. внутреннее потребление электроэнергии составило 310,4 млрд.квтч., увеличившись по сравнению с пред.г. на 1,8%.

Потребности страны в электроэнергии были покрыты за счет импорта электроэнергии (16,4%), эксплуатации гидроэлектростанций, геотермических станций и других возобновляемых источников энергии (16%) и тепловых электростанций (67,6%). Для производства электроэнергии на тепловых электростанциях были использованы продукты нефтепереработки (18,3 млн.т. неф. экв.), природный газ (18,5 млн.т. неф. экв.) и твердое топливо (9,2 млн.т. неф. экв.).

Национальные ресурсы электроэнергетики, в млрд.квтч.

	1999г.	2000г.	2001г.	2002г.
Совокупное производство электроэнергии.....	259,2	270	271,9	276
гидроэлектростанции.....	45,4	44,2	46,8	40,5
геотермальные станции.....	4,4	4,7	4,5	4,7
др. возобновляемые источники.....	2,2	2,5	3,8	4,3
тепловые электростанции.....	207,2	218,6	216,8	226,6
- уголь.....	23,8	26,3	31,7	35,8
- природный газ.....	86,2	97,6	95,9	98,8
- нефтепродукты.....	91,3	85,9	75	76,1
- другие топлива.....	5,9	8,8	14,2	15,9
Сальдо импорт/экспорт.....	42	44,3	48,4	50,6
Эксплуатационные потери.....	15,4	15,8	15,4	16,3
Потребленная электроэнергия.....	285,8	298,5	304,8	310,4

Потребление энергоресурсов конечными пользователями в 2002г. сократилось на 0,8% по сравнению с пред.г. и составило 135,7 млн.т. неф. экв.

Национальное потребление энергоресурсов, в млн. т. неф. экв.

	2002г.							
	2001г.	тв. прир.	неф-	возоб.	элект-			
	всего	топл.	газ	ть энерг.	энерг.			
	всего	2001г.			в % к			
Промышленность	39,7	3,8	16,6	7	0,2	11,9	39,5	-0,5
Транспорт	42,2	-	0,4	41,4	-	0,7	42,5	-0,7
Гражданское назначение	41,5	0,1	21	7,2	1	11,2	40,5	-2,4
Сельское хозяйство	3,2	-	0,1	2,6	0,2	0,5	3,4	-6,3
Не целевое использование	7,3	0,1	1	5,7	-	-	6,8	-6,8
Бункеровка	2,9	-	0	-	3	-	3	3,4
Всего	136,8	4	39,1	66,9	1,4	24,3	135,7	-0,8

Уменьшение энергопотребления было зарегистрировано во всех секторах, за исключением транспорта (рост на 0,7%) и сельского хозяйства (рост на 6,3%).

Потребление нефтепродуктов в Италии, в тыс. т.

	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.	2002г.
Бензин	17.705	17.982	17.693	16.805	16.456	16.043
для автотранспорта	17.592	17.850	17.434	16.595	16.304	15.879
Дизтопливо	22.670	23.594	24.415	24.616	25.895	26.505
автотранспорта	15.471	17.156	17.972	18.401	20.134	21.377
отопления	4.420	3.765	3.811	3.630	3.604	2.833
сельского хозяйства	2.469	2.246	2.179	2.140	1.650	1.845
промышленности	310	300	453	445	507	450
Мазут	25.340	23.564	19.183	16.924	15.009	15.323
Сжиженный нефтяной газ	3.433	3.442	3.952	3.891	3.800	3.713
Турбореактивное топливо	2.904	3.102	3.476	3.583	3.407	3.167
Битум	2.626	2.468	2.517	2.413	2.562	2.570
Смазочные материалы	625	636	634	650	605	581
Другие продукты	3.148	3.485	4.926	5.687	5.606	5.644
Бункеровка	2.455	2.630	2.490	2.805	2.832	3.070
Нефтехимия	7.877	6.852	7.157	7.063	7.005	6.365
Потери при переработке	6.451	7.242	7.983	9.037	9.937	9.646
Всего	95.234	94.997	94.426	93.474	93.114	92.627

В плане потребления энергоснабжителей в 2002г. произошло снижение уровня использования конечными пользователями твердого топлива и природного газа.

КАЗАХСТАН

Как и у других крупных иностранных инвесторов, основные объемы российских инвестиций (90%) были направлены в горнодобычу (включая добычу нефти и газа), а 95% российских инвестиций в эту отрасль экономики Казахстана — это инвестиции самого крупного российского инвестора — нефтяной компании «Лукойл». «Лукойл» владеет 15% акций консорциума Karachaganak Petroleum Operating (разработка Карачаганакского газоконденсатного месторождения) и 50% акций совместного российско-казахстанского предприятия «Тургай-петролеум» (разработка нефтяного месторождения Кумколь и ряда других месторождений в Тургайской впадине Кызыл-ординской области). «Лукойл» имеет определенную долю в российско-американском СП LUKArco, которому принадлежат 5% доли в СП «Тенгизшевройл» (месторождение Тенгиз) и 12,5% доли в международном проекте Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), который обеспечивает экспорт казахстанской нефти с Тенгиза к российскому порту Новороссийск на Черном море и далее на мировые рынки.

Данные Комитета по инвестициям министерства экономики и торговли РК и данные статистического агентства РК, при незначительном различии между собой, сильно отличаются от данных самой российской компании в отношении объемов ее инве-

стиций в Казахстан. По заявлениям руководителей компании «Лукойл Оверсиз» (оператор казахстанских проектов «Лукойл»), в 2002г. инвестиции компании в реализацию нефтегазовых проектов в Казахстане составили 250 млн.долл. (на уровне 2001г.). Такой же объем средств компания намерена направить и в 2003г.

Данные средства планируется вложить в развитие ныне существующих проектов «Лукойла» в республике. Компания активно ведет с Казахстаном консультации по возможному расширению своего присутствия, участвуя в разработке новых нефтяных месторождений, расположенных на территории Каспийского моря. Уже сейчас «Лукойл» ведет оценку привлекательных месторождений и тех предложений, которые поступают в компанию в этом направлении.

По распоряжению правительства РФ «Лукойл» назначен уполномоченной компанией по разработке месторождения Хвалынское с российской стороны и начала переговоры с казахстанской стороной о совместном освоении месторождения Центральное (с казахстанской стороны уполномоченной компанией является «КазМунайГаз»). Компания ежегодно наращивает объемы добычи нефти в Казахстане, а консолидированная добыча «Лукойл Оверсиз» на казахстанском рынке составляет 3,5 млн.т. в год.

Расширяют свое присутствие в нефтяной отрасли Казахстана и другие российские нефтяные и газовые компании, в частности, «Юкос» и «Роснефть».

Компания «Роснефть» назначена уполномоченной организацией от российской стороны для совместного освоения углеводородных ресурсов структуры «Курмангазы». Доля участия казахстанской уполномоченной организации (национальная компания «КазМунайГаз») в проекте по разработке структуры Курмангазы на условиях соглашения о разделе продукции (СРП) составляет 50%, российской — 25%. За российской стороной закрепляется право опциона участия в СП в 25%. Это право предоставлено ГУП РВО.

Осуществление двух последних проектов стало возможным благодаря подписанному в мае 2002г. между Россией и Казахстаном протоколу к соглашению от 1998г. о разделе Каспия по пограничной линии по дну моря, в соответствии с которым структура Курмангазы переходит под юрисдикцию Казахстана, а структуры Хвалынское и Центральная — под юрисдикцию России, но все три структуры будут разрабатываться двумя странами совместно. Заметным стал выигрыш российским ОАО «Стройтрансгаз» тендера на строительство нефтепровода Кенкияк-Атырау.

Казахстанско-российское сотрудничество в газовой сфере. В начале июня 2002г. в Санкт-Петербурге между национальной нефтегазовой компанией Казахстана «КазМунайГаз» и российским ОАО «Газпром» подписан учредительный договор о создании СП ЗАО «КазРосГаз» на равнодолевой основе с уставным капиталом в 15 млн.долл., в июле СП зарегистрировано как юрлицо на территории Казахстана, состоялось первое заседание совета директоров, а к концу года СП заработало и уже получило свою первую прибыль.

С сент. по конец нояб. 2002г. предприятие закупило 1,2 млрд.куб.м. сырого газа с Карачаганакского месторождения, переработало его на Орен-

бургском газоперерабатывающем заводе, в результате чего было получено 1 млрд.куб.м. сухого газа. 140 млн.куб.м. сухого газа поставлено потребителям в Западно-Казахстанской обл., 900 млн.куб.м. газа поставлено на экспорт.

В 2003г. СП планирует закупить сырой газ с Карачаганакского месторождения в объеме до 6 млрд.куб.м. с дальнейшей его переработкой на Оренбургском газоперерабатывающем заводе и получить сухой газ в объеме до 5,3 млрд.куб.м. Компания намерена обеспечить потребителей Западно-Казахстанской обл. сухим газом в объеме до 1 млрд.куб.м., экспортировать сухой газ в объеме до 4,3 млрд.куб.м. В 2003г. СП планирует закупить и реализовать на экспорт сухой газ с других месторождений, в частности, Тенгиза и Толкына в объеме до 3 млрд.куб.м.

СП ведет работу по получению лицензии на разработку ряда месторождений в Казахстане, что позволило бы поднять статус этого предприятия на международных рынках и увеличить потенциал экспорта газа (7 млрд.куб.м. в год). Руководство СП готово рассмотреть вопросы увеличения газотранспортных мощностей. Хорошие перспективы имеются в части расширения газотранспортного коридора Средняя Азия-Центр.

Большую работу провело в 2002г. по продвижению услуг российское ОАО «Зарубежводстрой» на казахстанский рынок в области строительства объектов мелиорации. Благодаря своевременной информации о проведении тендера на реконструкцию системы орошения в Кызылординской области и приобретении тендерной документации российская компания смогла выиграть этот тендер.

ОАО «Зарубежводстрой» лоббировало свои интересы во время подготовки тендера на строительство дамбы на Аральском море, проводило соответствующую работу с Комитетом по водным ресурсам Республики Казахстан. В результате этой работы роскомпания выиграла тендер на строительство этого объекта.

В завершающую стадию вступили переговоры по созданию казахстанско-российского совместного предприятия на базе Экибастузской ГРЭС-2. На очередном заседании энергетического совета СНГ, состоявшемся в Алма-Ате в середине окт. 2002г., было объявлено, что главные противоречия разрешены, и СП может появиться еще до начала 2003г. В связи с ожидаемым юридическим оформлением российско-казахстанского СП на базе Экибастузской ГРЭС-2 (мощностью 350 мвт.), 1 янв. 2003г. Экибастузская ГРЭС-2 впервые за историю своего существования начала отпуск электроэнергии в Россию.

Поставка электроэнергии осуществляется согласно контракту, заключенному в конце 2002г. между государственным ЗАО «Энергоцентр», в управлении которого находится ГРЭС-2, и «ИнтерРАО» (подразделение РАО «ЕЭС России»). Данный годовой контракт был заключен в рамках соответствующих договоренностей, достигнутых президентами Казахстана и России. Поставляемая электроэнергия предназначена для двух подстанций Омской обл. В течение последних двух лет РАО «ЕЭС России» заключала контракт на поставку электроэнергии мощностью 300 мвт. с другой станцией — «AES Экибастуз» (бывшая Экибастузская ГРЭС-1), владельцем которой является американская энергетическая AES.

Крупным инвестиционным проектом в Казахстане с участием российского капитала, активно реализуемому с 2001г., является возвращение в строй действующих с нояб. 2001г. Актауского завода пластмасс (ЗПМ). Завод после 5 лет простоя запущен благодаря приобретению его в начале 2001г. российской компанией «Экстрапласт» из Томска и завершению ею первого этапа реконструкции завода стоимостью 15 млн.долл. (из них 8 млн.долл. — на закупку нового оборудования) за счет российских инвестиций.

В 2002г. российский владелец завода инвестировал в ЗПМ еще 29 млн.долл. В 2002г. ЗПМ вышел на уровень производства в 13 тыс.т. полистирола в год. В целях полного восстановления производственных мощностей завода (до 30 тыс.т. в год) предусматривается реализация комплекса мероприятий в три этапа.

На первом этапе ставится задача возобновить производство полистирола на базе привозного сырья-стирола. На втором этапе планируется восстановить цех по производству стирола-сырья для получения полистирола. В рамках третьего этапа предполагается создать единый производственный комплекс, включающий в себя выделение необходимых для дальнейшей переработки компонентов попутного газа, глубокую переработку выделенных компонентов, получение промежуточных продуктов переработки этилена, этилбензола, пропилена. Списочная численность работников ЗПМ составила на конец 2002г. — 1000 чел. По мере наращивания производства коллектив увеличится до 1,5 тыс.чел.

В Казахстане с 1999г. российская компания «Экстрапласт» владеет химическим заводом, который приобрела за 100 млн. тенге. Благодаря российским инвестициям мощность завода была увеличена вдвое — до 60 тыс.т. пропилена в год (при потребности Казахстана в пропилене в 50 тыс.т. в год). В I пол. 2002г. этот завод испытывал ряд трудностей, однако к осени производство было восстановлено в прежнем объеме.

В середине июля 2002г. запущен в эксплуатацию Актюбинский завод по производству нефтяного оборудования (ТОО АЗНО). Новое предприятие образовано на базе простаивающих мощностей АО «Трактор». Учредителями нового завода являются казахстанская корпорация «Ордабасы» и российское ОАО «Мотовилихинские заводы» (г.Пермь). Казахстанским учредителем в проект инвестировано 14,65 млн.долл., вклад российской стороны — интеллектуальная собственность, ноу-хау, специалисты, техсопровождение. Новый завод может выпускать нефтяное оборудование трех видов: штанговые глубинные насосы (ШГН), штанги насосные (ШН) и насосно-компрессорные трубы (НКТ). Планируемый годовой объем производства составит до 1,5 тыс.шт. штанговых глубинных насосов, 120-150 тыс. штанг насосных, 10-12 тыс.т. насосно-компрессорных труб. Годовой оборот завода составит 20 млн.долл. В ближайший год ТОО АЗНО планирует освоить производство еще пяти видов продукции, в перспективе возможно налаживание производства стрелочных переводов для казахстанской железной дороги, другого оборудования.

В 2002г. продолжались переговоры по окончательному юридическому оформлению казахстанско-российско-киргизского СП «Заречное» по

производству урановой продукции, учредительный договор о создании которого был подписан в Алма-Ате в конце 2001г. Учредителями стали Национальная атомная компания Казахстана «Казатомпром» (45% акций), российское АО «Атомредметзолото» (45%) и киргизский Кара-Балтинский горнорудный комбинат (10%). Уран будет добываться российским АО «Атомредметзолото» на месторождении «Заречное» в Южно-Казахстанской области. Там будет построен завод по производству уранового концентрата, который будет доставляться на Кара-Балтинский горнорудный комбинат в Киргизии. Полученный в Киргизии уран будет направляться в Россию.

На первом этапе деятельности СП «Заречное» предполагается производить до 500 т. урана в год. В перспективе производство урана планируется довести до 700-800 т. в год.

СП начнет работу в 2003г., об этом заявил в нояб. 2002г. министр атомной энергетики РФ А.Румянцев, находившийся в это время с визитом в Бишкеке. Задержка с началом реализации этого проекта была связана с необходимостью оформления большого количества документов и решения вопросов транспортировки получаемого урана. СП «Заречное» с участием АО «Атомредметзолото» до сих пор не приступило к разработке месторождения урана «Заречное», из-за пассивности российского партнера.

Весь 2002г. велась также работа по переводу в практическую плоскость деятельности ЗАО «Совместное украинско-казахстанско-российское предприятие по производству ядерного топлива», учредителями которого в равных долях выступили Фонд госимущества Украины, российское ОАО ТВЭЛ и «Казатомпром». Хотя СП зарегистрировано еще 29 окт. 2001г. с уставным фондом 450 млн.долл., до сих пор оно пока не создано как действующий хозяйствующий субъект и ведется работа по подписанию соответствующих двусторонних соглашений на правительственном уровне.

На первом этапе ЗАО будет только координировать работу входящих в его состав предприятий, а полноценным акционерным обществом станет к 2005г. С украинской стороны в его состав войдут два предприятия Днепропетровской области — «Цирконий» (г.Днепродзержинск) и частично Восточный горно-обогатительный комбинат (ВГОК, Желтые Воды).

Россия будет участвовать в технологическом цикле, осуществляя обогащение урана, а также производя тепловыделяющие сборки в Новосибирске или подмосковной Электростали. Производство урановых таблеток будет осуществлять казахстанский Ульбинский метзавод (крупнейший в СНГ производитель ядерного топлива для АЭС, входит в состав госпредприятия «Казатомпром»).

В авг. 2002г. украинское правительство уполномочило министра энергетики подписать соглашение с РФ, касающееся создания и развития ЗАО «Совместное украинско-казахстанско-российское предприятие по производству ядерного топлива», а в окт. 2002г. правительство РФ одобрило проект соглашения с Казахстаном и Украиной о развитии трехстороннего СП. Минатому РФ поручено провести переговоры с казахстанской и украинской сторонами и по достижении договоренности подписать от имени правительства РФ указанное соглашение.

В соглашении отмечается, что стороны на паритетных началах содействуют развитию и деятельности СП по производству конкурентоспособного ядерного топлива для реакторов ВВЭР-1000 атомных электростанций Украины. Развитие и деятельность совместного предприятия по производству ядерного топлива включают в себя осуществление в 2002-04гг. контроля и координации работ по подготовке производственных мощностей, обучение персонала, освоение технологий изготовления циркониевого сплава и проката, а также изготовление комплектующих изделий для производства ядерного топлива, проектирование активных зон реактора и планирование поставок ядерного топлива.

Казахстан и Россия разрабатывают также интеграционную программу, затрагивающую сотрудничество на урановом, танталовом и бериллиевом рынках. Предполагается, что эта программа будет утверждаться на уровне президентов двух стран. Для разработки программы в министерстве энергетики и минеральных ресурсов Казахстана и минатоме России созданы соответствующие комиссии. В этой программе должны быть отражены совместные действия сторон по продвижению продукции на рынки, по созданию высокотехнологичных переделов, работа действующих и будущих СП.

В середине сент. 2002г. ОАО «Ульбинский металлургический завод» (УМЗ) и ОАО «Московский завод по обработке цветных металлов» (МЗОЦМ) учредили на равнодолевой основе совместное предприятие по выпуску и реализации бериллиевой продукции — ОАО «БериллиУМ». Данное СП создано с целью увеличения объемов продаж проката бериллиевой бронзы на рынке России. ОАО УМЗ будет изготавливать слитки бериллиевой бронзы для обработки давлением, а ОАО МЗОЦМ — производить плоский прокат бериллиевой бронзы. Последний применяется в высокотехнологичных отраслях промышленности: электронной, приборостроительной и электротехнической.

При оценках коммерческой эффективности нового СП расчет делается на то, что в различных районах России наблюдается заметный рост этих отраслей. ОАО МЗОЦМ обладает всем необходимым оборудованием для выпуска такой продукции (он имеет многолетний опыт изготовления плоского проката цветных металлов и сплавов), а бериллиевый завод ОАО УМЗ является вторым в мире производителем бериллиевой продукции, имеющим у себя полный цикл переработки — от рудных концентратов до металлического бериллия и его сплавов. Часть продукции планируется реализовывать также на казахстанском рынке. Образцы продукции УМЗ из бериллиевой бронзы проходили апробацию в некоторых нефтегазовых компаниях Казахстана.

В I пол. 2002г. прекратило существование одно из старейших российско-казахстанских СП — алма-атинское ОАО «Энергозапчасть» (ремонт и обслуживание теплообменного и другого энергетического оборудования). Причиной закрытия стала не только сильное давление на СП со стороны местных конкурентов, но и недостаточно активная позиция российского соучредителя СП — барнаульского завода «Сибэнергомаш», владевшего 46% акций предприятия.

Постановлением правительства РК от 11 янв. 2002г. №25 одобрена Концепция развития газовой отрасли РК до 2015г. Реализация ее предусматривается в два этапа. В рамках первого из них предполагается завершить разведку новых месторождений и организовать на них добычу газа. Планируется завершить реализацию проектов на Карачаганакском, Тенгизском нефтегазовых месторождениях, а также строительство газоперерабатывающего завода на Жанажолском месторождении.

Второй этап включает переработку и транспортировку добытого газа. Ежегодный объем добычи природного газа в Казахстане к 2015г. планируется довести до 45-50 млрд.куб.м., а к 2010г. возрастет до 35 млрд.куб.м. Потребление природного газа к 2005г. предполагается на уровне 7,84 млрд.куб.м., к 2010г. — 11,15 млрд.куб.м., у 2015г. — 15,83 млрд.куб.м.

На основе Концепции предусматривается разработка Программы развития газовой отрасли на 2003-10гг., которая будет содержать совокупность взаимосвязанных организационных, экономических, правовых, социальных и технических мер, направленных на достижение конкретных целей, решение конкретных проблем.

Постановлением правительства РК от 21 янв. 2002г. №71 одобрена Концепция развития водного сектора экономики и водохозяйственной политики РК до 2010г. Правительство РК своим постановлением от 20 авг. 2002г. за №926 одобрило Концепцию развития урановой промышленности и атомной энергетики на 2002-30гг.

В целях повышения уровня обеспечения и защиты интересов республики в нефтегазовом секторе экономики страны президент РК 20 фев. подписал Указ №811 «О мерах по дальнейшему обеспечению интересов государства в нефтегазовом секторе экономики страны», которым было образовано закрытое акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз» путем слияния ЗАО «национальная нефтегазовая компания «Каззахойл» и «Национальная компания «Транспорт нефти и газа». В развитие этого указа правительство РК утвердило Правила представления госинтересов Национальной компанией в контрактах с подрядчиками, осуществляющими нефтяные операции, посредством долевого участия в контрактах.

КИТАЙ

Электроэнергетика. В 2002г. в Китае было произведено 1,64 трлн.квтч. электроэнергии (рост по сравнению с 2001г. на 10,5%), из которой 271 млрд.квтч. выработано на ГЭС (+3,8%), 1,34 трлн.квтч. — на ТЭС (+11,4%а), 25 млрд.квтч. — на АЭС (+42,4%). Продано потребителям 1,28 трлн.квтч. электроэнергии (+10,3%).

В 2002г. потреблено 1,62 трлн.квтч. (рост по сравнению с 2001г. на 10,3%), из которых на нужды сельского хозяйства пошло 59 млрд.квтч. (увеличение на 3%), промышленности и транспорта — 1,18 трлн.квтч. (+11,2%), сферы услуг — 180 млрд.квтч. (+10%), социально-бытового сектора — 198 млрд.квтч. (+7,2%).

Загрузка энергопроизводящего оборудования в 2002г. в среднем увеличилось на 212 часов. На ТЭС КНР этот показатель вырос на 300 часов по сравнению с 2001г. При производстве 1 квтч. электро-

энергии затрачивался 381 грамм угля, что на 4 гр. меньше, чем в 2001г. Уровень неполадок на ЛЭП составил 7,45%, что на 0,10% меньше, чем в 2001г.

В 2002г. продолжалась работа по структурной оптимизации капитальных вложений в электроэнергетику. В основные фонды электроэнергетической отрасли КНР инвестировано 184 млрд. юаней (+17,4%), из которых в инфраструктурное строительство — 92 млрд. юаней (+23%), в создание новых и реконструкцию старых городских и сельских энергосетей — 86 млрд. юаней (+15,1%).

В 2002г. в КНР было пушено в эксплуатацию энергопроизводящего оборудования и агрегатов мощностью более 11,6 млн.квт., из которых на ГЭС пришлось 1,55 млн.квт., ТЭС — 10,1 млн.квт. Установленная мощность всех энергоагрегатов в стране превысила уровень 350 млн.квт. Протяженность сданных в строй ЛЭП с напряжением в 110 кв. превысила 12,564 км., мощность трансформаторного оборудования составила 47,2 млн.кв/а.

Угольная промышленность. В 2002г. в Китае было добыто 1,39 млрд.т. угля (+26,03% по сравнению с 2001г.), что составило превышение запланированных на 2002г. показателей (1,32 млрд.т.) на 70 млн.т.

На центральных шахтах всекитайского значения добыто 711,6 млн.т. (+15,04%) или 51% от всекитайской добычи, 84 млн.т. коксующихся углей, государственные шахты местного значения произвели 263,4 млн.т. угля (+18,05%) или 19% от общегосударственной добычи, поселково-волостные шахты извлекли 418,2 млн.т. (+58,52%) или 30% от всекитайского производства.

Из 27 углепроизводящих провинций, автономных районов, городов центрального подчинения в 21 наблюдалось увеличение в 2002г. объемов производства угля, что привело к дополнительному извлечению из недр 293,5 млн.т.

Китай за пред.г. экспортировал 83,84 млн.т. угля (-7%) для реализации задачи по смягчению проблемы чрезмерного предложения и излишков произведенной продукции внутри страны и расширением присутствия китайских поставщиков угля на внешних рынках. В 2003г. поставлена задача сохранить угледобычу в стране на уровне 1,35 млрд.т., обеспечить общую прибыль в 8,5 млрд. юаней.

В 2002г. заметные успехи достигнуты в инфраструктурном строительстве. Ускоренными темпами осуществлялся масштабный гидроэнергетический проект «Три ущелья», были развернуты работы по укреплению речных дамб протяженностью 35 тыс.км. и закончены работы на главной дамбе вдоль реки Янцзы протяженностью 3,5 тыс.км. и дамбе вдоль реки Хуанхэ протяженностью 1 тыс.км.

Вода

Проект переброски воды из южных рек в северные районы Китая. В китайской прессе широко обсуждается проблема переброса воды с Юга Китая в более засушливые северные районы страны, которая перешла в практическую плоскость: недавно правительство КНР одобрило реализацию данного проекта, не имеющего аналогов по масштабам капиталовложений.

Для переброски воды планируется проложить 3 канала — Восточный, Центральный и Западный, которые принесут северным районам Китая до-

полнительно 50 млрд.куб.м. воды ежегодно. Наиболее простой в техническом отношении канал – Восточный (1150 км.) – пройдет от района оз.Дунпинху до г.Вэйхай и ежегодно будет доставлять 13-17 млрд.куб.м. воды. Центральный канал (1246 км.) берет начало в 462 км. к югу от р.Хуанхэ и доходит до Пекина (13-14 млрд.куб.м. воды ежегодно). Его строительство предполагает наращивание дамбы Даньцзянкоу с нынешних 162 м. до 172 м. и увеличение объема резервуара. Наиболее сложный в осуществлении и вызывающий многочисленные обсуждения Западный канал возьмет воду из верхних притоков р.Янцзы в районе Тибета и закончится в верхнем течении р.Хуанхэ. Он обеспечит водой провинции Шэньси, Шаньси и автономные районы Нинся-Хуэйский и Внутренней Монголии. К 2010г. планируется завершить первую и вторую фазу строительства Восточного канала и первую стадию Центрального. По подсчетам Центра госсовета КНР по развитию, только завершение первой фазы строительства даст прирост ВВП Китая на 0,12% и возможность трудоустройства 180 тыс.чел. ежегодно.

Как заявил замминистра Водных ресурсов КНР Чжан Цзияо, претворение проекта в жизнь планируется начать уже в этом году. В первоначальную фазу проекта, которую предполагается осуществить в последующие 5-10 лет (окончание строительства намечено к 2050г.), правительство Китая намерено инвестировать 18,65 млрд.долл. Общая стоимость проекта пока оценивается в 60 млрд.долл., или 496,2 млрд. юаней (на строительство ГЭС «Три ущелья», газопровод Синьцзян-Шанхай и подготовку к Олимпийским играм 2008г. в Пекине предполагается потратить соответственно 23, 25 и 23 млрд.долл.).

Несмотря на важность для Китая северных районов (на их долю приходится треть всего населения страны, валового внутреннего продукта, общей площади орошаемых полей и валового сбора зерновых) их доля в общем запасе воды составляет 7,2%. Чрезмерное освоение (Хуанхэ – на 67%, Хуайхэ – на 60 и Хайхэ на 95%) привело к ряду экологических проблем, таких как пересыхание озер, сокращение площади заболоченных земель, эрозия почвы.

Вопрос водосбережения в Китае давно поставлен в разряд стратегических. 400 из главных 600 городов страдают от нехватки воды, введены жесткие квоты на ее использование в каждом районе Китая. Для Северного Китая норма потребления воды на 1 чел. составляет 501 куб.м. в год (это пятая часть среднедушевого потребления в Китае и пятнадцатая от среднемировых показателей).

Такой сильной засухи, которую испытала провинция Шаньдун в 2002г., не было уже 200 лет. При ответных 7 млрд.куб.м. воды из-за сильного обмеления р.Хуанхэ, провинция получила всего 5 млрд., в результате чего без должных запасов воды осталось 3,6 млн.чел., а экономический ущерб превысил 10 млрд. юаней (1 долл. США = 8,27 юаня). Ситуация осложняется тем, что большинство имеющейся воды из-за илистых наносов, превышения уровня солей или просто экологической загрязненности нельзя использовать для питья или ирригации. Река Хуанхэ, от которой зависела жизнь не одного поколения китайцев, с 1985г. сильно обмелела, а в 1997г. оставалась высохшей на протяжении 227 дней.

К «водному кризису» на Севере Китая привело несколько факторов – это рост и переселение населения в верхнем течении Хуанхэ, осуществление крупных с/х ирригационных планов, распространение небольших предприятий по производству цемента и удобрений, неправильная ценовая политика и неспособность Комиссии по р.Хуанхэ к планированию водоиспользования и урегулированию конфликтов между местными руководителями. В качестве примера отсутствия координации между провинциями часто называется ирригационная программа во Внутренней Монголии, «съедающая» для ирригации 6 тыс.кв.км. полей огромные массы воды из р.Хуанхэ, создавая ее нехватку вниз по течению (провинции Хэнань и Шаньдун).

Строительство нескольких каналов явилось бы решением сложного вопроса. Но есть у проекта и противники. Как считают эксперты, во вложении таких средств за столь долгие промежутки времени нет необходимости. Предлагаются более действенные методы водосбережения, использование грунтовых вод, талых вод ледников или опресненной морской воды. Выдвигаются пожелания о строительстве менее сложного и дорогого восточного канала. Обеспокоенность ученых вызывает и возможный экологический ущерб от проекта, который может значительно превысить его экономическую целесообразность. Кроме того, встанет вопрос о переселении 370 тыс.чел.

Идут споры и о финансировании проекта. По словам его руководителя Чжан Голяна, часть денег предполагается получить от повышения цен на воду. Вероятно, что это известие будет спокойнее воспринято городскими жителями, нежели крестьянами, тем более что из-за постоянно растущей разницы в доходах между городом и деревней любое, даже оправданное, повышение цен может вызвать сильную оппозицию. Если и удастся договориться с сельскими жителями, то суммы все равно будут явно недостаточно для строительства. Проблематично и участие иноинвесторов.

Помимо объективной нехватки воды в северной части страны главным аргументом в пользу реализации проекта является то, что он на долгие годы обеспечит солидную инвестиционную, подпитку высоких темпов экономического роста плюс даст работу немалому количеству неквалифицированных рабочих.

Обзор прессы УГОЛЬНАЯ ОТРАСЛЬ

«Шичан чжоукань» (Market weekly), №79, 2003г.

В 2003г. по вопросу цены на каменный уголь вновь проявились разногласия между энергетическим и угледобывающим отраслями промышленности. Вплоть до мая 2003г. контракты на поставку угля не были заключены. Подобная ситуация возникла впервые за прошедшие 40 лет с момента формирования системы государственного заказа на закупки угля.

Угледобыча и энергетика всегда были тесно взаимосвязаны. В Китае в структуре выработки электроэнергии угольные электростанции составляют 70%, и в случае прекращения добычи угля может возникнуть энергетический кризис. Энергетики перерабатывают более 60% добываемого угля, и если они откажутся от него, то более половины угледобывающих предприятий также придется закрыть.

Угольщики добиваются повышения цены, объясняя это достаточно сложным положением отрасли. Энергетики не согласны, апеллируя к тому, что уже и так ежегодно тонна угля поднимается в цене приблизительно на 10 юаней, поэтому дальнейшее повышение не приемлемо. В процессе многосторонних консультаций энергетики выработали компромисс, согласившись заключить контракт на закупку угля, однако лишь в 60% от планировавшихся ранее.

Цены на уголь в ближайшие 4-5 лет будут непрерывно расти. И если находящаяся в тяжелом положении угольная отрасль будет перекладывать свое бремя на энергетику, то последняя не выдержит. Отпускные цены на электроэнергию устанавливает государство, поэтому принцип – «если ты поднимаешь цену, то и я в свою очередь подниму» – в данной ситуации не приемлем. За последние годы энергетические предприятия потеряли миллиарды юаней в результате повышения себестоимости энергии, вызванной ростом цен на уголь, и их потенциал уже ограничен.

Если раньше система выработки, транспортировки и сбыта электроэнергии представляла из себя единое целое, то сейчас предприятия по выработке электроэнергии стали сегментами рынка и в первую очередь должны думать об экономической целесообразности.

Одним из вариантов решения проблемы, согласно мнению одного из специалистов, может стать создание конгломератов, состоящих из предприятий обеих отраслей, и уже внутри них решать вопросы распределения финансовых потоков, тем самым, смягчая проблему разницы в доходах энергетиков и угольщиков.

Некоторые энергетические предприятия уже прорабатывают варианты непосредственного вхождения в топливную сферу путем приобретения угольных шахт, либо покупки части их акций. Угледобывающие предприятия также исследуют вопрос проникновения в энергетическую сферу, в т.ч. инвестируя в строительство электростанций непосредственно на промыслах. Если подобный процесс ускорится, то угольная и энергетическая отрасли смогут структурно изменить свои отношения простых поставщика и потребителя. Противоречия будут разрешаться более продуктивно.

Однако этот процесс не может произойти быстро. Одним из главных сдерживающих факторов является необходимость значительных капиталовложений. Так, для разработки угольной копи, из которой потенциально извлекается 1 млн.т. угля необходимо 100 млн. юаней, а одно вырабатывающее электроэнергию предприятие перерабатывает ежегодно порядка 10 млн.т., таким образом для слияния с топливной сферой предприятию необходима большая сумма инвестиций. С другой стороны, для строительства электростанции угледобывающему предприятию требуется несколько млрд. юаней, что также достаточно обременительно. Поэтому подобный курс хоть и верный, но требует дополнительной проработки.

В прошлом обе отрасли напоминали монополии. Но сегодня произошел переход к рынку. Это особенно проявилось в энергетической отрасли, в которой после проведенных в прошлом году реформ образовалось 5 корпораций, отношения между которыми характеризуются наличием конкуренции. Энергетики полагают, что сложившаяся

ситуация должна стимулировать построение рыночных отношений спроса-предложения между двумя отраслями – угледобывающей и энергетической. Однако если поставщики образуют союз, а потребители, в свою очередь, также объединятся, то это будет означать откат к монополиям.

В подобном случае необходимо задействовать координирующую роль правительства, чтобы с помощью методов плановой экономики разрешить накопившиеся проблемы рынка. В условиях же стовора по цене очень сложно добиться успеха. Во-первых, в условиях открытого рынка высокая цена стимулирует импорт. В 2002г. импорт угля превысил 10 млн.т., то есть по сравнению с 2001г. вырос более чем на 300%. Кроме того, в условиях рынка уровень цены определяют спрос и предложение. В КНР на рынке угля нет ситуации, когда предложение не отвечает спросу, а как раз наоборот, превышает его. С учетом этого каждое угледобывающее предприятие может иметь свои интересы, и поэтому достаточно сложно создать ценовую монополию. Разрушение ценовой монополии позволяет любому предприятию выйти на рынок и преуспеть на нем. Лишь рыночные отношения стимулируют к поиску путей по снижению себестоимости и усиливают конкурентную борьбу, в условиях которой только развитие ведет к обоюдному успеху.

Согласно оценкам представителей ассоциации угольной промышленности КНР, по мере ускоренного роста потребностей китайского народного хозяйственного комплекса в угле обостряется проблема с его поставками. Запасы угля в КНР составляют 22,7 млрд.т. с учетом уже открытых 44, еще требующих обустройства.

Более 50% добываемого угля расходуется на выработку электроэнергии, в 2002г. рост потребления угля на эти нужды вырос на 50 млн.т. С IV кв. 2002г. в поставках угля для выработки электроэнергии возник дисбаланс. В дальнейшем этот дисбаланс будет увеличиваться – по прогнозам, в 2010г. смонтированные мощности по выработке электроэнергии достигнут 550 млн.квт., в т.ч. мощности, работающие на угле – 350 млн.квт., для чего необходимо 800 млн.т. угля (по сравнению с 2000г. рост составит 130 млн.квт. и 250 млн.т. соответственно).

Потребность Китая в угле ежегодно увеличивается более чем на 20 млн.т., однако возможности по его поставке снижаются. Это вызвано целым рядом причин. Одной из них является недальновидное планирование развития угольной отрасли. Так, когда несколько лет назад предложение угля превысило спрос на него, было принято решение приостановить ввод в эксплуатацию новых шахт. По прошествии 5 лет Китай столкнулся с ситуацией, когда ресурсы большинства старых шахт иссякли, производительность их снизилась, возможности дальнейшей эксплуатации ограничены. По причинам нерентабельности, устаревшего оборудования, неудовлетворительных условий с точки зрения требований безопасности, повышенного загрязнения окружающей среды часть угледобывающих производств находится под угрозой закрытия.

Ситуация осложняется нерациональной структурой самой угольной промышленности, где низка степень концентрации производства, ведется беспорядочная внутренняя конкуренция, а в ряде

случаев имеет место острая нехватка финансирования. К 2005г. производительность имеющихся на сегодня шахт снизится на 150 млн.т.

Страна столкнется с нехваткой угля, однако размеры дефицита будут определяться конкретными потребностями национальной экономики в данном энергоносителе и масштабами введения в эксплуатацию новых шахт. При условии принятия государством ряда мер (структуризация отрасли, повышение уровня безопасности производства, защита окружающей среды, стимулирование дальнейшего развития) к 2005г. нехватка угля составит 100-200 млн.т. Это отразится на темпах развития экономики, либо приведет к ситуации 80гг., когда имело место резкое увеличение поставок энерго-ресурсов, издержками которого стали загрязнение окружающей среды и хищническая разработка месторождений. В течение продолжительного времени уголь будет оставаться основным энергоносителем, поэтому поддержка угольной промышленности уже сейчас является неотъемлемой задачей претворения в жизнь обеспечения стратегии национальной экономической безопасности.

Добыча угля в Китае в I кв. 2003г. возросла на 14,6%. Совокупный доход предприятий, работающих на данном рынке, повысился на 14%. Это означает, что крупные угольные компании распределили практически весь доход и могут представлять всю отрасль.

Несмотря на рост добычи угля, чистый доход почти половины предприятий отрасли снизился. После ужесточения государством политики в отношении малых угольных производств (с 2001г. активизирована структуризация отрасли, к апр. 2003г. более 12200 незаконных или не отвечающих соответствующим требованиям предприятий было закрыто и ликвидировано) цены на уголь поднялись, соответственно возросла и себестоимость переработки. Повышение цены на уголь и увеличение объемов добычи позволило получить дополнительную прибыль в основном крупным добывающим предприятиям, в то время как перерабатывающие производства оказались в убытке.

В 2003г. ожидается дальнейшее повышение спроса на уголь, обусловленное высокими темпами роста национальной экономики, однако предложение будет по-прежнему нестабильным вследствие дальнейшего проведения политики по ликвидации малых добывающих предприятий. Исходя из этого, в ближайшие 1-2г. не ожидается снижения цены на уголь, а наоборот прогнозируется ее повышение. Если абстрагироваться от возможных структурных преобразований в отрасли, то дальнейший рост цены на уголь приведет, в первую очередь, к росту доходов добывающих производств, в т.ч. за счет существенного снижения чистой прибыли компаний, специализирующихся на переработке угля.

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

«Чжунго цзинци даобао», 01.05.2003г.

На ближайшие 20 лет перед ядерной энергетикой в Китае ставится стратегическая цель: создать в восточных приморских регионах мощную базу развития ядерной энергетике с установленной мощностью в 40 млн. квт., которая дополнила бы северную базу угольной энергетике и южную базу гидроэнергетике и заняла бы важное место в структуре энергопроизводства КНР.

По состоянию на 2001г., на долю ядерной энергетике в общей энергетической структуре Китая приходилось 1,2%, в восточных приморских регионах — 2,4%. К восточным регионам относятся 10 административных единиц — пров. Ляонин, пров. Хэбэй, Пекин, Тяньцзинь, пров. Шаньдун, пров. Цзянсу, Шанхай, пров. Чжэцзян, пров. Фуцзянь и пров. Гуандун, — которыми в 2001г. было произведено 723,5 млрд. квтч. электроэнергии, что составило 48,9% от общего объема энергопроизводства. При этом на долю тепловой энергии пришлось 89,4%, гидроэнергии — 8,2%, ядерной энергии — 2,4%. Потребление энергии в этих регионах составило 780,2 млрд. квтч. или 53,2% от объема энергопотребления в стране; при этом 7,3% потребляемой в восточных регионах энергии или 56,7 млрд. квтч. транспортировалось из других регионов.

В целях удовлетворения потребностей экономического развития в энергии восточные регионы проводят стратегический курс на «переброску энергии из других регионов при развитии собственной энергетической базы». При среднегодовом объеме спроса на энергию, равном объему 2000г., и приросте производства в 6,5% к 2020г. потребность восточных приморских регионов в энергии достигнет 2,5 трлн. квтч. или 52,7% от общего спроса в стране (4,8 трлн. квтч.).

В результате реализации проекта «переброски электроэнергии с запада на восток» приморские регионы получают около 400 млрд. квтч. энергии, т.е. 2,1 трлн. квтч. энергии должно будет производиться ими самостоятельно. Таким образом, к 2020г. установленная энергетическая мощность восточных регионов должна составить 420 млн. квт. (по состоянию на 2002г. она составляла лишь 145 млн. квт.), т.е. за 2003-20гг. приморским регионам предстоит увеличить установленную мощность на 275 млн. квт. или на 15,3 квт. в год.

Использование нефти для производства энергии нежелательно, поскольку она является ценным химическим сырьем и стратегическим продуктом. Что касается газа, который в перспективе сможет заменить нефть, то даже реализация всех разрабатываемых проектов не сможет обеспечить соответствующие установленной энергетической мощности газовые поставки. В рамках проекта «транспортировки газа с запада на восток» из Таримского бассейна Синьцзян-Уйгурского автономного района с 2004г. будет ежегодно поставляться 12 млрд. куб.м. газа. Однако газ является чистым источником энергии для гражданских целей и промышленным сырьем, поэтому его нельзя будет в больших объемах использовать для производства электроэнергии. Предполагается, что коэффициент его использования для производства энергии составит лишь 40%. Поставки газа по трубопроводу из России будут составлять 20 млрд. куб.м. в год; из них пров. Ляонин, Бохайский залив и пров. Шаньдун будут с 2008г. получать 12 млрд. куб.м. Всего поставки газа в восточные регионы Китая в рамках различных проектов оцениваются в 33,5 млрд. куб.м. При коэффициенте использования газа для производства электроэнергии в 40% (т.е. 13 млрд. куб. м.) установленная мощность по производству электроэнергии в приморских регионах будет увеличена всего на 13 млн. квт. Даже если прибавить к этому объем импортного сжиженного газа в 6 млн. квт., то потребность в наращивании мощностей все равно удовлетворить не удастся.

Ввиду ограниченности возможностей использования нефти и газа для производства электроэнергии, необходимо рассмотреть возможность получения ее из угля, ядерной энергии или возобновляемых источников энергии. Что касается угля, то его доминирующее положение в структуре энергопроизводства в КНР в перспективе не изменится. Однако реализация проектов «транспортировки угля с запада на восток и с севера на юг» значительно увеличит нагрузку на железнодорожную систему, а также будет наносить ущерб экологии.

Что же касается возобновляемых источников энергии, к которым относятся энергия солнца, ветра, геотермальная и др. виды энергии, то они пока используются в очень ограниченных масштабах и вряд ли в ближайшем будущем смогут играть ведущую роль в энергопроизводстве.

Восточные регионы должны исходить из местных условий и проводить курс на диверсификацию использования источников энергии. Использование ядерной энергии позволит сократить давление на транспорт, а также соблудит требования защиты окружающей среды. В ближайшие 20 лет Китаю необходимо будет ввести в строй установленных мощностей по производству ядерной энергии в 48 млн. квт., чтобы с уровня 2000г. в 2,1 млн. квт. дойти к 2020г. до 50 млн. квт., из которых 40 млн. квт. будут приходиться на восточные регионы. При этом долю ядерной энергетики в структуре энергопроизводства предполагается повысить в целом по стране до 8%, а в восточных районах — до 15%.

Структура использования источников энергии в КНР, в %

	Уголь	Нефть	Газ	Гидроэнергия	Ядерная эн.
1990г.	72,09	7,57	-	20,34	-
1996г.	77,65	3,70	-	17,32	1,27
1997г.	77,92	3,66	-	17,15	1,27
1998г.	77,17	3,92	-	17,66	1,22
1999г.	77,68	3,80	-	17,27	1,20
2000г.	77,18	3,78	-	17,77	1,22
2002г.	82,1	16,4	1,50	-	-

Источники энергии в Китае в 2020г.

	всего по стране		в т.ч. в восточных регионах	
	млрд.квтч.	%	млрд. квтч.	%
Ядерная энергия	260	6,05	234	18,00
Гидроэнергия	700	16,28	64	4,92
Возобновл. источн.	40	0,93	13	1,00
Нефть	300	6,98	69	5,31
Газ	3000	69,77	920	70,77
Всего	4300	100,00	1300	100,00

В связи с длительным циклом строительства АЭС (10-15 лет от разработки проекта до завершения) особое значение приобретает проведение последовательной политики по развитию отрасли. Поэтому Китаю необходимо, прежде всего, выработать долгосрочный план развития ядерной энергетики. Пока даже в 10-пятiletнем плане социально-экономического развития не содержится конкретных ориентиров и задач в данной сфере. Разработкой плана должны заниматься соответствующие ведомства и специалисты Государственного комитета КНР по реформе и развитию.

Для достижения поставленных целей Китаю необходимо усилить политическую и финансовую поддержку отрасли путем увеличения масштабов ее кредитования, продления сроков возврата кредитов, предоставления налоговых льгот. Наиболее подходящей для Китая базовой моделью строительства атомных электростанций являются ВВЭР

(водо-водяные энергетические реакторы) большой мощности, на сооружение которых нужно четко ориентироваться. Китай в течение длительного времени находился в процессе выбора базовой модели.

КНР планирует построить новую атомную станцию. Согласно заявлениям официальных лиц, в следующем году в провинции Чжэцзян будет строиться атомная электростанция за 2 млрд.долл. Если чжэцзянский проект будет одобрен, это будет седьмая АЭС на территории Китая. В последние пять лет правительством не был одобрен ни один план строительства АЭС. Вероятно, что АЭС будет построена в г. Саньмэнь рядом с АЭС Циньшань — первой атомной электростанцией, самостоятельно спроектированной Китаем. Общая мощность двух генераторных установок новой станции составит 2 млн. квт. По завершении строительства мощность станции будет увеличена до 6 млн. квт. Несмотря на то, что проект еще не одобрен Госсоветом КНР, на месте будущего строительства уже начаты работы по подготовке нулевого цикла.

Общая мощность атомных электростанций КНР составляет 5,4 млн. квт. Совокупная мощность АЭС в стадии строительства достигает 3,3 млн. квт. К 2005г. этот показатель достигнет 8,7 млн. квт. На рассмотрении Госсовета КНР находятся также предложения о строительстве атомных станций в приморских провинциях Шаньдун и Гуандун.

СТАБИЛЬНОСТЬ ЭНЕРГЕТИКИ

«Чжунго цзиннзи даобао», 13.02.2003г.

Создание общества среднего достатка означает, что все больше сельских жителей будут перемещаться в города, придавая ускорение идущему процессу урбанизации. К 2020г. более 56% населения страны будет жить в городах и поселках городского типа в условиях современной экономики, культурной жизни и соответствующего уровня энергопотребления. Процесс урбанизации будет стимулировать развитие сектора услуг и транспортную сферу. В последующие 20 лет третья сфера экономики (услуги) имеет хорошие шансы обогнать вторую сферу экономики (промышленность и строительство). К 2020г. доля третьей сферы экономики в ВВП может превысить 40%. Торговля, образование, наука, здравоохранение, спорт, туризм, финансы и другие отрасли будут стремительно развиваться. Вырастут объемы строительства. По мере роста доходов населения на дорогах будет появляться все больше автомобилей. Согласно предварительным данным, к 2020г. темпы роста объемов потребляемой энергии в третьей сфере экономики и в повседневной жизни населения превысят показатели роста потребления энергии в промышленности. Спросом будут пользоваться чистые высококачественные энергоресурсы, такие как электричество, газообразное и жидкое топливо. Все вышеуказанное свидетельствует в пользу роста потребностей в энергии.

К 2020г. в Китае должна быть в целом завершена индустриализация, что означает необходимость продолжения расширения масштабов промышленного производства. Вторая сфера экономики по-прежнему будет оставаться ключевым звеном в экономическом развитии страны. Предположительно, к 2020г. на нее будет приходиться порядка

50% ВВП. В сравнении с другими отраслями в промышленности КНР потребляется больше всего энергии, поэтому в ближайшие 20 лет китайская промышленность будет нуждаться в расширенном энергоснабжении. Многочисленные вызовы в сфере энергетики

Многие показатели КНР, относящиеся к использованию энергоресурсов, нельзя сравнивать с показателями западных стран. Если взять металлургическую промышленность и сферу строительства, то технологии в данной области в КНР не сильно отличаются от западных аналогов. Однако затраты энергии на производство 1 т. стали или цемента в КНР в 1,4 раза превышают аналогичные затраты на Западе.

На конец 2002г. эффективность использования энергии в КНР была ниже уровня развитых стран на 10%, но энергозатраты в производстве продукции основных производственных отраслей были на 40% выше передовых достижений международного уровня. В Китае потребление энергоресурсов на душу населения составляет половину от среднего показателя в мире, однако энергозатраты в расчете на единицу продукции — в два раза выше (в КНР — самые высокие удельные энергозатраты в мире). Вопрос экономии энергии приобретает самое серьезное значение. В 2001г. Госкомитет экономики и торговли опубликовал восемь планов устойчивого развития, касающихся экономии энергоресурсов, экономии нефтепродуктов, а также выдвинул установку снизить к 2005г. энергозатраты на каждые 10 тыс. юаней ВВП на 20% по сравнению с уровнем 2000г.

Макрорегулирование энергетического рынка. Поскольку экономия энергии и повышение эффективности ее использования способствуют разрешению противоречий между задачей по развитию энергетики и охране окружающей среды, данный процесс безусловно имеет положительный социальный эффект. Предприятиям тяжело в одиночку решать вопросы повышения эффективности использования энергии. Опираясь исключительно на действие рыночных сил, крайне сложно осуществить устойчивое развитие общества, экономики, энергетики и окружающей среды. Необходимо опираться не только на рынок в качестве стимулирующего фактора в работе по экономии энергии, но и вырабатывать меры по макрорегулированию со стороны государства. Определение планов по экономии энергии является задачей государства, а в процессе их претворения в жизнь необходимо, чтобы рынок обеспечил оптимальное размещение имеющихся ресурсов.

Несмотря на проведенную в 1998г. в КНР реорганизацию, до сих пор функции управления энергетикой распределены между многими министерствами и ведомствами. Границы областей компетенции различных ведомств определены нечетко, возникает дублирование функций, снижая эффективность и создавая хаос в работе по управлению энергетикой.

Необходимо ясно определить стратегические цели государства в области структурного регулирования развития энергетики. Следует выработать четкий план развития ядерной энергетики, гидроэнергетики, нефти, газа и возобновляемых видов энергоресурсов. В прошлом, благодаря большим запасам угля, последний являлся основным сырьем для производства энергии. В последнее время

политика по развитию энергетики несколько изменилась, однако до сих пор крайне затруднительно отойти от сложившейся структуры энергопотребления, где основное место занимает уголь. Согласно проведенному исследованию перспектив развития общества и экономики на ближайшие 20 лет, а также исследованиям состояния запасов нефти, газа, гидроэнергии и других возобновляемых ресурсов, в КНР есть все условия для снятия избыточной зависимости от сжигания угля для производства энергии. В будущем для удовлетворения спроса на энергию в целом предложение каменного угля, увеличившись на 50%, остановится на уровне, не превышающем 2 млрд.т., что не только облегчит задачу в области охраны окружающей среды, но и предоставит новые возможности для развития энергетики возобновляемых ресурсов, а также нефтегазовой отрасли.

Политика развития чистых видов энергетики. Не столь высокие показатели экономического развития, относительно низкий уровень потребления энергии в расчете на единицу площади территории страны, сильное загрязнение окружающей среды — причины этих явлений кроются не только в низком уровне производственного оборудования, но и в структуре потребления энергии.

По сравнению с нефтью или газом, эффективность использования угля крайне низкая. Следует упомянуть и такие негативные моменты, связанные с ориентацией на уголь, как высокий уровень загрязнения, использование капиталоемкого оборудования, высокую себестоимость, что влечет за собой высокие энергозатраты и снижает конкурентоспособность товаров.

Эффективность использования природного газа для производства энергии по сравнению с использованием угля выше на 20%. Энергозатраты в производстве синтетического аммиака при использовании природного газа в качестве сырья составляют 60% от аналогичного показателя при использовании угля. Прогноз на ближайшие 20 лет свидетельствует о том, что совершенствование структуры энергетики будет иметь огромное влияние на объемы спроса в отрасли. Сокращение доли угля в структуре потребления энергоресурсов на один пункт выльется в сокращение спроса на энергоресурсы в 20 млн.т. условного топлива. Поэтому, когда в условиях интеграции в мировую экономику Китай не может уклониться от участия в процессе международного разделения труда и конкуренции, существующая структура потребления энергоресурсов должна измениться. Сейчас большинство стран уже отошли от зависимости от угля, переориентировавшись на потребление нефти и газа, а также увеличив долю энергетики возобновляемых ресурсов. КНР следует отслеживать тенденции в данной области и решительно проводить соответствующие реформы.

Поскольку КНР является развивающейся страной с большим населением, с точки зрения перспектив очевидно, что она не в состоянии самостоятельно решить проблему растущих потребностей в ресурсах. Особенно это касается энергозатратной продукции — стали, химудобрений, внутренних ресурсов для производства которых явно недостаточно, здесь следует постепенно повышать долю импорта. Одновременно целесообразно сдерживать экспорт такого энергозатратного товара, как цемент.

Относительно цемента, производство которого, помимо большого потребления энергии, вредно для окружающей среды, а доля добавленной стоимостью в стоимости продукции достаточно низкая, то коммерческий экспорт таких товаров следует вообще прекратить. Ежегодный чистый импорт энергозатратных товаров, таких как сталь, удобрения, а также цемент и массовые электротехнические товары в энергетическом эквиваленте составляет 14,5 млн.т. условного топлива. КНР может продолжить наращивать импорт энергозатратных товаров с тем, чтобы не только сократить негативное влияние на окружающую среду при самостоятельном производстве этих товаров, но и косвенно диверсифицировать импорт энергоресурсов, гарантируя, тем самым, устойчивый объем предложения энергии.

К 2020г. в случае завершения индустриализации страны уровень жизни населения достигнет «среднего достатка», и потребность в энергии превысит 3 млрд.т. условного топлива. С точки зрения имеющихся ресурсов, добыча нефти уже приближается к максимальным разведанным объемам, рост добычи вызывает большие сомнения. Природного газа добывается также немного, а в расчете на душу населения показатели значительно отстают от среднемировых. Несмотря на значительные запасы угля, среднедушевая добыча также ниже средних показателей в мире. Развитие энергетики в КНР сталкивается с вызовами, определяемыми долговременным и огромным по своим показателям спросом на энергию.

За 20 лет развитие энергетики достигло успехов, был достигнут баланс спросом и предложением, непрерывно улучшалась структура потребления энергоресурсов. Были успешно реализованы ряд проектов энергетического строительства, решен вопрос ограничений социально-экономического развития, связанных с энергетическими проблемами.

Ежегодный прирост ВВП в 1980-2000гг. составил 9,7%, а среднегодовой прирост объемов потребления энергии достиг 3,8%, что ниже показателей экономического роста за эти годы. Коэффициент эластичности потребления энергоресурсов составил 0,4, что является редким явлением не только для развивающихся, но и для развитых стран. Ограниченный рост энергопотребления на протяжении последних 20 лет гарантировал стабильный рост экономики, а также удостоился высокой оценки международных энергетических структур, банков и организаций.

ЭНЕРГЕТИКА ПОСЛЕ С.ХУСЕЙНА

Beijing Review, №12, 2003г.

В статье рассматривается стратегия основных субъектов мирового энергетического рынка и ее возможные корректировки в связи с событиями в Ираке. В отношении России в статье отмечается, что она стремится играть ведущую роль на международном нефтяном рынке, и растущая доля российской нефти является одним из новых моментов в мировой энергетической ситуации последних лет.

С 1999г. ежегодные объемы производства нефти в России увеличивались, и превышают объемы, производимые Саудовской Аравией. На энергетический сектор в России приходится 20% ВВП и 60% валютных поступлений.

Как утверждает автор статьи, сотрудник Китайского института современных международных отношений, цель России состоит в восстановлении своего статуса в качестве главного поставщика нефти и газа на мировом рынке, как это было в 80гг. В долгосрочной перспективе конкуренция России со странами ОПЕК будет оказывать решающее воздействие на международный энергетический рынок и общую стабильность мировой экономики.

Российская «энергетическая дипломатия» базируется на соглашениях по сотрудничеству в сфере энергетики с США и ЕС. Отмечается, что российско-американское сотрудничество заслуживает самого пристального внимания. Россия стала полноправным членом «большой восьмерки». Вскоре после терактов в США 11 сент. 2001г. двусторонние отношения между Россией и США улучшились, и энергетика встала в центр их сотрудничества. В мае 2002г. стороны подписали совместное заявление по энергетическому сотрудничеству в сфере разработки нефтяных месторождений, производства, транспортировки и продажи нефти. Это будет способствовать повышению международного рейтинга России, уменьшит энергетические риски для США и еще более ослабит для стран ОПЕК возможность оказания решающего воздействия на мировые цены на нефть.

Энергетическая политика ЕС в силу ряда геополитических соображений также ориентирована на Россию, что подтверждается установкой на развитие отношений стратегического партнерства между Россией и ЕС. В 2002г. Россия, Германия, Франция и Италия инвестировали 2 млрд.долл. в сооружение газопровода через Белоруссию, Польшу и Словакию в Западную Европу объемом 60 млрд. куб.м. в год.

Китай в качестве крупного нетто-импортера нефти также рассматривается в статье как один из основных субъектов мирового энергетического рынка. Отмечается, что в последние годы статус Китая на международном нефтяном рынке значительно укрепился. С 1993г. объемы китайского импорта нефти год от года росли. В 2002г. на Китай пришлось 80% увеличения мирового спроса на нефть; за последние 10 лет он обеспечил четверть прироста мирового потребления нефти. Прогнозируется, что ежедневный объем импорта нефти в Китае возрастет с 2 млн. бар. до 9,8 млн. бар. Вступление в ВТО внесло ряд значительных изменений в нефтехимическую отрасль КНР. Тарифы на импорт сырой нефти снизились с 16 юаней за 1 т. до нуля в начале 2003г. Возрос импорт нефтепродуктов; за это время в отношении нефтехимической продукции было возбуждено больше антидемпинговых расследований, чем за последние годы вместе взятые.

Зарубежные нефтяные гиганты спешат обосноваться на китайском рынке. В 2002г. Royal Dutch/Shell, Exxon Mobil и BP Amoco вложили значительные средства в нефтегазовую отрасль КНР. Три крупнейших китайских государственных нефтяных компании — Китайская национальная нефтегазовая корпорация (КННК), Китайская национальная нефтехимическая корпорация «Синопек» и Китайская корпорация по добыче нефти и газа на море (ККДНГМ) — заключили хорошие контракты на покупку нефтяных и газовых месторождений за рубежом. Как отмечается в ста-

ть, существуют опасения, что Китай может оказывать влияние на международный рынок, используя преимущества больших объемов импорта нефти, что может усугубить и без того ожесточенную конкуренцию и нарушить существующую международную структуру спроса и предложения.

На Западе стремятся избежать конкуренции со стороны Китая, налаживая технологическое и финансовое сотрудничество с ним. Несмотря на достаточное предложение нефти на международном рынке, предсказать все вероятные ценовые изменения невозможно. Необходимо принимать во внимание также воздействие экономической глобализации и вступления в ВТО. В связи с этим автор статьи предлагает создать всесторонний механизм, включающий в себя гибкое ценообразование, международное сотрудничество и геополитическую стратегию.

Китай осознал необходимость создания стратегических нефтяных резервов, однако их объем и механизм использования еще должны подвергаться корректировке. Китай одобрил Киотский протокол, в соответствии с которым к 2008г. он должен будет на 5% сократить выбросы 6 видов углекислого газа по сравнению с уровнем 1990г. Это не только укрепит имидж Китая, но и выдвинет новые более строгие требования к энергетической стратегии устойчивого развития страны.

КОЛУМБИЯ

Ситуация на товарных рынках в 2002г. определялась ростом экономики страны по сравнению с 2001г. и обострившимся внутренним вооруженным конфликтом.

Потребление электроэнергии в 2002г. выросло на 3,3%. «Национальная энергетическая система» работает в нормальном режиме. Напряженность возникает в случае диверсионных актов партизан на линиях электропередач. В этом случае энергосистема действует на грани своих возможностей. Продолжающийся 2г. рост экономики диктует необходимость создания новых электростанций, модернизации старых энергетических объектов и всей инфраструктуры энергетики. 700 тыс.чел. проживают в зонах, где отсутствует электричество.

Динамика потребления электроэнергии, в квт/ч.): 1997г. — 18.472; 1998г. — 18.472; 1999г. — 17.389; 2000г. — 17.911; 2001г. — 18.305; 2002г. — 18.909.

Правительство А.Пастраны в 1999г. разработало и приняло Программу развития энергетического комплекса страны на период до 2002г. Этот документ предусматривал введение в эксплуатацию ряда новых электростанций, линий электропередач и трансформаторных подстанций. Однако выполнить программу не удалось. На ее основе этим же правительством был разработан План строительства энергетических объектов до 2010г. Новый документ предусматривал создание ряда электростанций, работающих на природном газе общей мощностью 1365 мвт. (наиболее крупная в Картахене — 1000 мвт.), на угле — 4 станции общей мощностью 317,5 мвт. (наиболее крупная в Пуэрто Тахадо — 160 мвт.), на нефти и ее производных — всего 2 станции по 150 мвт. (в Гуачукале и Вильяманья). Планировалось строительство довольно большого количества гидроэлектростанций — 10 крупных объектов от 136 мвт. (ГЭС «Гаико») до

1800 мвт (ГЭС «Пескадем»), общая мощность — 6.580 мвт. Предусматривалось строительство 17 более мелких ГЭС мощностью от 3 до 94 мвт. К строительству энергетических объектов планировалось привлечь региональные и частные финансы. Госучастие в создании объектов не предусматривалось.

Правительство А. Урибе пересматривает старые программы и планы. Однако некоторые объекты (ГЭС «Порсе», ГЭС «Херадура», ГЭС «Ла Вуэльта») были выдвинуты на тендеры. Последние две ГЭС начали строиться.

На колумбийском рынке присутствуют иностранные энергетические компании, такие как АBB — Alstone Power (50% рынка энергомашиностроительного оборудования), General Electric (американская компания и канадский филиал), Mitsubishi, Российское АО «Силовые машины», в состав которого входит АО «Энергомашэкспорт». В 2002г. на колумбийский рынок вышла российская «Энергомашиностроительная корпорация».

В 2002г. продолжался рост стоимости электроэнергии (в среднем за год на 4,4%). Факт постоянного роста стоимости электроэнергии в последние годы делает более привлекательной работу на колумбийском рынке электроэнергетики.

КУБА

Важнейший стратегический сектор кубинской экономики, обеспечивающий политическую независимость и экономическую самостоятельность страны в условиях мирового энергетического кризиса. В 2002г. объем добычи нефти и попутного газа в пересчете на нефть достиг 4,1 млн.т., что на 20% превышает показатели 2001г. Страна при уровне потребления нефти в объеме 10 млн.т. на 40% удовлетворяет потребности в углеводородном сырье за счет собственных внутренних источников добычи, импортируя половину необходимого количества. Основным поставщиком нефти на Кубу является Венесуэла, которая по Каракасскому Соглашению от 1999г. должна поставлять на Кубу нефть из расчета 53 тыс. баррелей в день (1 баррель — 159 литров) с частичной (20% от объема поставок) отсрочкой платежа на 15 лет и другими льготами. Куба формально имеет надежный источник поставок и входит в число десяти центрально-американских и карибских стран, получающих венесуэльскую нефть на преференциальных условиях. Венесуэла (член ОПЭК) является одним из крупнейших производителей (ежегодная добыча нефти составляет 130 млн.т.) и 5 в мире экспортером нефти.

Кубинским руководством большое внимание уделяется сохранению потенциала кубинской нефтеперерабатывающей промышленности. В стране созданы значительные мощности по переработке нефти, представленные тремя крупными заводами, суммарная проектная производительность которых составляет 10 млн.т. в год.

Продолжаются интенсивные разведывательно-поисковые работы на нефть на кубинском шельфе. На условиях риска 17 контрактов заключили компании Канады, Франции, Великобритании, Бразилии, Швеции, Испании и Италии. Объем инвестиций в эти проекты за прошедшие годы превысил 650 млн.долл. Проявляют интерес российские компании «Альфа-Эко» и «Оцтек».

На суше бурение нефтяных скважин и интенсификация разведки недр осуществляется с применением высоких технологий: трехмерных сейсмических методов, горизонтального бурения и других, наиболее передовых методов разведки недр, что позволяет завершать буровые работы в короткие сроки. На находящихся в эксплуатации старых скважинах достигается повышение производительности благодаря применению современного высокопроизводительного оборудования и грамотному использованию высококвалифицированного кубинского персонала. Имеются сведения о наличии высокодебитных скважин в районе Канаси (60-70 км. к востоку от Гаваны).

Сумма иноинвестиций в нефтяную инфраструктуру составила в 2002г. 150 млн.долл. С учетом темпов роста нефтедобычи имеются основания предполагать, что намеченный на конец 2005г. рубеж в 6 млн.т. нефти Куба преодолет раньше.

За прошедшее пятилетие условная экономия от импортзамещения нефти по расчетам кубинских специалистов составила для Кубы 5 млрд.долл. при капиталовложениях в развитие отрасли с 1994г. не более 1 млрд.долл. В связи с возможными перспективами нефтедобычи на Кубе не случаен интерес иностранных фирм к восстановлению построенного в 1991г. Советским Союзом НПЗ в г.Сьенфуэгос с годовой мощностью нефтепереработки в 3 млн.т.

Основу кубинской электроэнергетики составляют тепловые электростанции, объединенные в единую энергетическую систему страны. В 2002г. в среднем 74% всей выработанной на них электроэнергии было произведено с использованием национальных энергоносителей. Единая энергетическая система охватывает почти всю территорию страны. Полностью выполнена программа газификации страны. Проведенная в 2002г. на ТЭС «Антонио Гитэрас» модернизация позволяет довести участие отечественной нефти в выработке 90% электроэнергии в стране и обеспечивать в 2003г. стабильное производство электроэнергии, в то время как в 2002г. в разных регионах в общей сложности в течение 118 дней имели место случаи прекращения подачи электроэнергии.

В 2002г. до 50% сырой кубинской нефти было использовано на ТЭС, которым необходимо в год 2 млн.т. углеводородного сырья. Тепловые электростанции в районе Мариэль, Рента, Фельтон, в Санта-Крус и Нуэвитас продолжали непосредственно использовать сырую нефть и мазут-900, выработав 3/4 всей электроэнергии страны. Параллельно велась модернизация ТЭС «Гавана» и строительство ТЭС в районе Варадеро и Харуко, которые будут работать на попутном газе с комбинированным циклом и смогут вырабатывать до 400 тыс. квтч. электроэнергии в год. С 1994г. на коренную реконструкцию национальной электроэнергетики государство осуществило капиталовложений на 1 млрд. песо.

Среди основных достижений отрасли можно отметить, что электроэнергетика обеспечивает существующие потребности и уже не сдерживает экономическое и социальное развитие страны; увеличилось количество и улучшилось качество услуг, предоставляемых населению, технически разрешен вопрос использования разработанной местными специалистами эксклюзивной технологии использования тяжелой национальной нефти

на ТЭС и сахарных заводах. В 2002г. все количество цемента было произведено на основе национального топлива.

В 2002г. ликвидировались последствия урагана «Мишель», в результате которого одной из наиболее пострадавших отраслей кубинской экономики стала национальная энергосистема: были выведены из строя 600 трансформаторов, 125 опор высоковольтных линий электропередачи и 6000 опор низковольтных линий.

Обзор прессы НЕФТЬ И ЭНЕРГЕТИКА

— Канадская фирма Rebercan объявила, что на этапе испытаний добыча нефти на скважине «Канаси 6» составила 3500-4500 бар. нефти в день. Фирма начала разработку другой скважины «Канаси 7». «Негосьос эн Куба», №36, 23-29.09.2002г.

— Кубинское «Предприятие по разведке и добыче нефти в западной зоне» подписало соглашения с различными иностранными партнерами, объем его добычи обеспечивает добычу 53% этого сырья в стране. Планом этого года предусматривается произвести 1,8 млн.т. нефти. В 2002г. на Кубе будет введено в эксплуатацию 34 новых скважины, 19 из них совместно с иносфирмами. Из 54 участков территории страны и мелководного шельфа, предлагаемых иноинвесторам для нефтеразработки 17 участков уже законтрактованы. Руководством отрасли продолжается работа по дальнейшему привлечению иноинвестиций в разработку перспективных участков. «Негосьос эн Куба», №36, 23-29.09.2002г. Строительством нефтепровода Пуэрто Эскондидо-Харуко и разработка месторождений в Вока де Харуко, Себоруко, Пуэрто Эскондидо, Канаси, Марбелья это — главные проекты будущего. Достигнутые в 2000г. уровни добычи (3,4 млн.т. сырой нефти и 600 млн.куб.м. газа) покрывают только треть общих национальных потребностей. «Негосьос эн Куба», №45, 25.11-1.12.2002г.

— Фабрика по производству удобрений «Районитр» (пров. Манатзас) до конца года полностью обеспечит потребности страны в удобрениях для производства табака и картофеля. Для производства табачной продукции предприятием поставлено 14 тыс.т. (при потребности 26 тыс.т.). Для выращивания др. с/х культур поставки составили 22 тыс.т., большая часть которых использована для производства овощей. Для них до конца года будет поставлено еще 30 тыс.т. На предприятии стабилизировалось производство серной кислоты, которая используется на ТЭС страны, а также для производства удобрений. Получено 11 тыс.т. кислоты. «Гранма», 24.10.2002г.

— Для переработки вторсырья, собираемого в 5 восточных провинциях в г.Байамо (пров. Гранма) была открыта фабрика по переработке смешанных пластмасс, стоимость инвестиций составила 200 тыс. куб. песо. На фабрике установлена европейская технология, с помощью которой можно классифицировать, измельчать и упаковывать за 8 час. работы тонну сырья, используемого на предприятиях по производству пластмассовых изделий. «Опсьонес», 22.12.2002г.

— Предприятием по разведке и добыче нефти в Центральной части страны за 2 мес. 2003г. добыто 250 тыс.т. нефти, что на 9% больше, чем за такой же период 2002г. Добыча указанного количества нефти стала возможной благодаря оптимальным

уровням эффективности (95%), достигнутым на 170 скважинах, находящимся в эксплуатации. Добываемый попутный газ, используется совместным кубино-канадским предприятием «Энергаз» для производства электроэнергии.

— По данным министерства иностранных инвестиций и экономического сотрудничества, бразильская компания «Петробраз» в конце 2003г. планирует начать бурение 11 нефтяных скважин, расположенных в кубинских водах Мексиканского залива. «Экономик Пресс Сервис», №7, 2003г.; «Негосьос эн Куба», 14-20.04.2003г.

— Куба и Венесуэла ведут переговоры о новом финансировании долга, возникшего в результате перебоев в поставках нефти. Задолженность Кубы Венесуэле составляет 140 млн.долл. По словам Х.Монтес, посла Венесуэлы на Кубе, возобновлены поставки 53 тыс.бар. сырой нефти, дизельного и авиационного топлива и бензина в день. Условиями контракта о поставках нефти на Кубу, подписанного между двумя странами в 2000г., предусматривается 15 летний срок для оплаты под 2% годовых с предоставлением 2 льготных лет. Предоставленное финансирование покрывает также расходы по фрахту. Соглашение с Венесуэлой обеспечивает треть нефтяных потребностей Кубы, добыча кубинской нефти покрывает еще треть, оставшуюся часть Куба должна закупать на международном рынке. «Экономик Пресс Сервис», №8, 2003г.

— Сотрудниками Центра по изучению горючего и энергии университета г.Матансас был создан распылитель тяжелой сырой нефти, повышающий эффективность сгорания нефти с высоким содержанием серы, облегчающий чистку котлов теплоэлектростанций и экономящий 80 т. нефти ежемесячно. Указанное изобретение будет внедрено министерством базовой промышленности на теплоэлектростанции в Нуэвитас (пров. Камагуэй) и на нефтеперерабатывающем заводе им. Н.Лопес в Гаване. «Опсьонес», 18.05.2003г.

— К.Лахе, секретарь исполкома совмина Кубы, посетив предприятия нефтепрома пров. Матансас, отметил, что 100% электроэнергии Кубы вырабатывается на базе местного топлива. За последние 4г. добыча сырой нефти в стране возросла на 47%. К.Лахе упомянул также инвестиции, направленные на установку 16-тонного парового котла предприятием г.Матансас, занимающимся реализацией горючего, что позволит повысить температуру добываемой местной нефти до уровней, требуемых различными пользователями, а также поднять эффективность манипуляционных работ с нефтью. Экономический эффект только за счет уменьшения сроков разгрузки составит 1,1 млн.долл. «Гранма», 23.05.2003г.

— В рамках проведения XIX Латиноамериканской конференции, посвященной электрификации сельских районов, было объявлено, что на Кубе с помощью солнечных батарей электрифицировано 2,3 тыс. школ, 350 медпунктов, больниц, жилых домов.

Кубинской программой электрификации сельских районов в зоне Ла Гран Пьедра (пров. Сантьяго де Куба) предусматривается установка системы по выработке электроэнергии на базе энергии ветра и дизельного топлива. Указанный проект является плодом сотрудничества между представителями Кубы и страны Басков.

Гидроэлектростанции обеспечивают электроэнергией 26 тыс.чел., проживающих в отдаленных горных районах Кубы. Благодаря существующим гидроэлектростанциям и программе установки солнечных панелей, все сельские школы обеспечены электроэнергией. С целью экономии госресурсов, Куба инвестировала за последнее десятилетие 1 млрд.долл. с целью переоборудования ТЭС страны для работы на базе местной сырой нефти. «Экономик Пресс Сервис», №9, 2003г.

— Куба потеряла в 2002г. 200 млн.долл. из-за перебоев в поставках венесуэльской нефти. Кубинское правительство подтвердило, что поставки были прекращены 2 дек. 2002г. По этой причине Куба была вынуждена закрыть НПЗ в г.Сантьяго де Куба. По словам секретаря исполкома совмина К.Лахе, Куба потребляет 8 млн.т. нефти в год, из которых половина добывается в стране, оставшееся количество закупается на международных рынках, большая часть импортируется из Венесуэлы.

Куба и Венесуэла подписали 30 окт. 2000г. межправительственный контракт по сотрудничеству, в соответствии с которым, Венесуэла должна поставлять на Кубу 53 тыс.бар. нефти ежедневно в течение 5 лет. Куба оплачивает 80% венесуэльской нефти по международным ценам через 90 дн. после получения, оставшиеся 20% выплачиваются в течение 15 лет под 2% годовых, при наличии 2 льготных лет.

С дек. 2000г. и до начала 2002г. Куба получила 25,6 млн. бар. нефти из Венесуэлы. В соответствии с официальными данными, с сен. по нояб. 2002г. было получено 4,4 млн.бар. В 2002г. Куба закупила горючего на 1 млрд.долл. «Экономик Пресс Сервис», №1, 2003г.

— Прирост объемов производства по министерству базовой промышленности Кубы за 2002г. составил 8,9%. В соответствии с официальными данными, превысил запланированные показатели, доход отрасли был на 36,2% выше запланированного, на 3,8% превысив доход пред.г., экономические потери уменьшились в 3 раза. Производство 4,1 млн.т. отечественной нефти сэкономило стране 423 млн.долл. в ценах 2002г. Добыча местной нефти за последнее десятилетие увеличилась в 7 раз, в 2 раза выросло производство никеля, идет процесс модернизации электроэнергетических объектов.

Среди главных достижений министерства за 2002г. необходимо отметить снижение потребления дизтоплива путем замены его отечественным мазутом и сопутствующим газом. В 2002г. было достигнуто производство 92% электроэнергии на основе отечественного топлива.

Производство цемента в стране достигло наибольшего уровня за последние 12 лет и составило 1,9 млн.т., рекордное количество его — 1,1 млн.т., было экспортировано. Выросло производство пищевой соли и закончен первый этап программы улучшения ее качества путем добавки йода и фтора. Производство медпрепаратов выросло на 8%. «Экономик Пресс Сервис», №5, 2003г.

— В 2002г. в стране было добыто 4,1 млн.т. нефти и газа. Коэффициент эффективности добычи на трех предприятиях, расположенных в Сьего де Авила, Матансас и Гаване, составляет 95%. Это количество сырой нефти составляет 20% перерабатываемой в стране, на ее основе вырабатывается 90% электроэнергии и она обеспечивает 100% производства цемента.

Программа разведки и добычи нефти и природного газа предусматривает инвестиции в 650 млн.долл., из них 450 млн.долл. это контракты на основе риска по поисковым работам на 20 блоках, где принимают участие компании из Франции, Канады, Великобритании, Бразилии, Швеции и Испании.

200 млн. будут инвестированы в строительство нефте-, трубо-, газопроводов, третьего причала для супертанкеров в г.Матансас, базы супертанкеров в заливе Нипе (пров. Ольгин) и установок по разгрузке горючего в пров. Моа.

Самое большое месторождение нефти за последние 5 лет было обнаружено в Пуэрто Эскондидо на востоке от столицы. Отечественная нефть и сопутствующий газ используются для производства электроэнергии (на 5 ТЭС и на станции «Энергаз»), а также для получения бытового топлива, производства серы, сжиженного газа и цемента. «Опсьонес», 05.01.2003г.

— В 2002г. на Кубе было добыто 4,1 млн.т. сырой нефти в эквиваленте, т.е. на 67 тыс.т. больше предусмотренного планом, что позволило обеспечить 50% потребностей горючего в стране.

Фидель Риверо Прието, директор «Кубапетролео», заявил в интервью этой газете, что в 2002г. добыча сырой нефти превысила на 2% плановую и достигла приблизительно 3,6 млн.т., что составляет 26% прироста по сравнению с 2001г. Было переработано 569 млн.куб.м. газа. Директор объяснил, что рост добычи был обеспечен за счет роста эффективности, раньше эффективность составляла 93%, а в пред.г., работая только с 456 (из 475) скважинами, эффективность составила 96%. Потребности в нефтепродуктах такого крупного потребителя, как цементное производство, были полностью удовлетворены отечественной нефтью. В никелевую промышленность было поставлено 121 тыс.т., а в 2003г. предусматривается поставка 195 тыс.т. Что касается производства электроэнергии, то ее потребности были покрыты на 92%, а со II кв. 2003г., после проведения технологических изменений на крупнейшей в стране ТЭС им.Карлоса Мануэля де Сеспедес (пров. Сьенфуэгос), которая еще использует мазут для выработки 358 мвт., они будут удовлетворяться на 100%. 10% импортируемых перерабатываемых смесей будут использовать 16% (430 тыс.т.) отечественной сырой нефти.

В конце янв. в Варадеро (пров. Матансас) будет введен в строй газокOMBинат, который будет производить 80 мвт. электроэнергии. Планами на 2003г. предусматривается добыча 4,1 млн.т. сырой нефти и 717 тыс.т. газа., что позволит обеспечить 58% потребления горючего в стране и увеличить на 17,52% использование отечественной нефти.

Директор упомянул следующие объекты строительства, которые должны быть закончены в 2003г.: газокOMPRESSорная станция от буровых скважин в Пуэрто Эскондидо до Харуко; окончание строительства нефтепровода длиной 36 км. Харуко — нефтеперерабатывающий завод; расширение перерабатывающих станций на месторождениях в Пуэрто Эскондидо, Юмури, Себоруко и Канаси.

Ф.Риверо Прието упомянул об окончании строительства в 2002г. 550 км. трубопроводов, в этом году эта цифра должна вырасти до 602 км.,

что позволит транспортировать по трубопроводам все количество добываемой в стране нефти.

Руководитель предприятия заявил, что в 2003г. будет вестись разработка 10 новых залежей на севере страны, начнутся поисковые бурения в считающейся наиболее перспективной, морской зоне Кубы в Мексиканском заливе. В этой зоне уже подписаны контракты на разработку 10 из 59 имеющихся блоков, ведутся переговоры с различными фирмами на подписание контрактов еще на 9 блоков. «Опсьонес», 12.01.2003г.

— Выступая на годовом отчетном собрании минсельхоза Кубы, секретарь исполкома совмина Кубы, Карлос Лахе, заявил, что ежегодное потребление дизтоплива в стране составляет 1,3 млн.т., а кубинские НПЗ способны получить 300 тыс.т., поэтому столь важна электрификация оросительной системы страны и переход на животную тягловую силу в сельском хозяйств. «Гранма интернасьональ», №6, 16.02.2003г.

— По словам советника гендиректора предприятия «Куба петролео» Альберто Бетанкурт, добываемые в стране нефть и газ, обеспечивают производство электроэнергии предприятиями «Энергаз»(Варадеро-Харуко) и подачу природного газа 200 тыс. семей г.Гавана, что составляет 58% потребностей страны. Если бы электроэнергетика страны не потребляла сегодня 3,5 млн.т. отечественной сырой нефти и газа, то при существующих в настоящее время ценах, стране пришлось бы тратить еще 350 млн.долл. на закупку нефти для производства электроэнергии, необходимой стране. «Гранма», 25.02.2003г.

— ТЭС им. 10 де Октябре г.Нуэвитас (пров. Камагуэй), производящая 375 мвт. электроэнергии, первой в стране закончила процесс модернизации своих установок и с 2001г. работает на отечественном топливе. Ее работа является примером правильного использования эмульсий (смесь воды и кубинской нефти), экономящих топливо и предотвращающих быструю коррозию системы труб. «Гранма», 18.01.2003г.

— На о-ве Молодежи реализуются проекты возобновляемой энергии, которыми руководит Центр проектов и приоритетных программ (ГЕПРОП), финансируемые Международным фондом для защиты окружающей среды. Один из проектов предусматривает создание электростанции мощностью 3,5 мвт., использующей в качестве топлива лесную биомассу (54% территории о-ва Молодежи покрыто лесами). Другой проект предусматривает создание установки для производства электроэнергии мощностью в 1,5 мвт. на основе энергии ветра. Перед ГЕПРОП стоит задача разработки ветряных и солнечных карт Кубы. Этот Центр входит в состав миннауки, технологии и окружающей среды, за год он реализует 250 проектов. «Опсьонес», 19.01.2003г.

— Одним из самых важных результатов работы в 2002г. Объединения по производству электроэнергии, входящего в состав министерства базовой промышленности, стало производство 92% электроэнергии на основе отечественного топлива. Необходимо отметить рост производства электроэнергии за прошлый год на 2,5%, а также усилия Объединения, направленные на выполнение программы электрификации оросительной системы Кубы, что ведет к заметной экономии дизтоплива. «Гранма», 10.02.2003г.

– Кубинское объединение электроэнергетики сообщает о том, что с 1 марта наблюдается отключение подачи электроэнергии, что связано с непредвиденными аварийными ситуациями и плановым отключением одного из блоков электростанции им. Карлоса Мануэля де Сеспедес (пров. Сьенфугос) для проведения работ по переводу его на отечественное топливо. После окончания работ, 100% электроэнергии страны будет производиться на базе отечественной нефти. Ведутся непрерывные работы по устранению аварий.

ЛАТВИЯ

Потребление энергии в 2002г., по данным минэкономики Латвии, составила 6,2 млн.т. условного топлива. Структура потребления энергетических ресурсов: мазут и светлые нефтепродукты – 38%; природный и сжиженный газ – 29%; уголь, лес, торф – 23%; электроэнергия – 10%. Стремление Латвии войти в Евросоюз требует от страны перехода на европейские нормы во всех отраслях экономики, в т.ч. и в энергетике путем перехода на экологически чистый вид топлива – газ. Намерения латвийских законодателей форсированно перейти на евростандарты часто не согласуются с реальной экономической ситуацией и создают проблемы, связанные с дисбалансом потребления и скачкообразным изменением цен.

Крупнейшим потребителем топлива в стране является сфера теплоснабжения – 70% от общего объема. На промышленность приходится 20%, на транспорт – 10%. Если в Риге главный источник тепла – газ, то в других городах и регионах Латвии – мазут. Правительством рассматриваются меры по переходу ряда регионов страны на природный газ, в частности в Латгалии. В связи с дефицитом энергетических ресурсов Латвия импортирует природный газ, нефтепродукты и уголь. Тема энергетической зависимости от России является чувствительной для латвийских властей. Предстоящее вступление Латвии в Евросоюз подталкивает их к поиску альтернативных поставщиков природного газа, нефтепродуктов, угля и электроэнергии.

В соответствии с «энергетическими» директивами и другими согласованными решениями в рамках ЕС страны-претенденты на вступление в ЕС должны гарантировать бесперебойность поставок топлива за счет собственных ресурсов, запасов или по импорту. Необходимой признается диверсификация импортных источников получения энергоресурсов (не более 30% поставок из одного источника). Особенно чувствительной для правых радикалов является полная привязка Латвии к поставкам российского природного газа.

В этой связи можно рассматривать и недавние высказывания латвийских политиков и экспертов о решении российского монополиста – концерна «Газпром» повысить с 1 янв. 2003г. цены на природный газ для АО «Латвияс газе» на 15%. На фоне дебатов и страстей в местных СМИ звучало мнение об ошибках в условиях приватизации АО «Латвияс газе» и бизнес-экспансии российского газового монополиста. Вновь муссировалась тема присоединения Латвии к западным источникам газа в рамках проекта Балтийского газового кольца, хотя его концепция основана на том, что это кольцо будет подпитываться и из Норвегии, и из

России. Не упоминается, что норвежский газ стоил бы дороже, а закаченный в подземное газохранилище (ПГХ) в Инчукалнсе российский газ дает гарантии двухлетнего обеспечения страны в этом виде топлива.

Балтийские страны не скрывают своей заинтересованности в получении альтернативных российских источников энергии. Они с особым вниманием следят за реализацией договора, который заключили в 2001г. Польша и Норвегия. Договор предусматривает поставку в течение 16 лет 74 млрд.куб.м. природного газа на 11 млрд.долл. Для прокачки газа из Норвегии и Дании к польскому побережью Балтийского моря планируется прокладка газопровода «Балтлайн», который предполагается включить в Балтийское энергетическое кольцо, имея в виду потенциальную возможность подачи североморского газа в Латвию, Литву и Эстонию.

В июне 2001г. экспертная комиссия ЕС одобрила ТЭО проекта Baltic Gaz Interconnector, который предусматривает строительство магистрального газопровода, соединяющего Данию, Норвегию и Германию, первоначальной мощностью по прокачке 3 млрд.куб.м. в год и доведением ее до 10 млрд.куб.м. в год. Эта магистраль рассматривается как часть проекта Балтийское энергетическое кольцо. Официальная Рига пытается использовать этот шанс, чтобы частично переориентироваться с российского газа на европейский, пусть и с некоторым убытком для себя получить право выбора между «Газпромом» и норвежской корпорацией «Статойл». Латвийские власти пока не делали каких-либо официальных заявлений о желании закупать североморский газ.

Наметившееся усиление влияния концерна «Газпром» в «Латвияс газе» дает определенные предпосылки для активизации российско-латвийского сотрудничества, в первую очередь в развитии Инчукалнского природного подземного газохранилища (ПГХ) с 4 до 7 млрд.куб.м. (техпроект подготовлен и согласован с «Газпромом»). ПГХ позволяет стабилизировать в зимний период газовую систему региона, включая северо-запад России. ПГХ Латвии (50 млрд.куб.м.) могут использоваться и в дистрибутерских целях для увеличения объемов поставок российского газа в Литву и Эстонию, а в перспективе и в Скандинавию.

Реальные перспективы имеет выход России на латвийский рынок сжиженного газа. В Риге зарегистрирована компания «Сибур Итера» с уставным капиталом 314 тыс.долл. (доля российского газонефтехимического холдинга «Сибур» – 49,85%). В планах компании развитие собственного газозаправочного бизнеса по обеспечению природным газом в качестве моторного топлива автотранспорта в странах Балтии. Особое значение имеет расширение использования российского газа на электростанциях, работающих с парогазовым циклом. «Газпром» подтвердил готовность поставки на долгосрочной основе природного газа для планируемых к строительству электростанций средней энергетики (110-120 мвт.) в г.г.Броцены и Лиепая. Реализация таких проектов пока задерживается в связи с отсутствием решения со стороны латвийского регулятора по определению закупочных цен на вырабатываемую электроэнергию и требованиями ряда положений законодательства ЛР об энергетике республики.

Дефицит электроэнергии в Латвии сохраняется. В этой связи проводится реконструкция Кегумской и Плявинской ГЭС, рижской ТЭЦ-2 и планируется строительство новых ТЭС. Производством, передачей и распределением электроэнергии занимается ГАО «Латвэнерго». В 2001г. Латвия закупила в Эстонии, Литве и России 1883 млн.квтч. электроэнергии, в т.ч. в России 530 млн.квтч. По данным ГТК РФ, Латвия за 9 мес. 2002г. закупила в России 577 млн.квтч. на 11,6 млн.долл. Объемы импорта (20-30% от общего потребления) носят сезонный характер и зависят от водного режима Даугавпилсского каскада ГЭС. В 2001г. в Вильнюсе подписано пятистороннее соглашение о параллельной работе энергосистем России, Белоруссии и стран Балтии, которое оговаривает основные принципы организации параллельной работы энергосистем, поставок и транзита электроэнергии. Это соглашение может служить также формальному подключению стран Балтии к энергетическому диалогу между Россией и ЕС. Одновременно Латвия вынашивает планы подключения к европейской системе при реализации проектов строительства линий электропередач Литва-Польша и Эстония-Финляндия.

Что касается топливного рынка Латвии, где основными потребителями являются ТЭЦ и автотранспорт, то здесь резко сокращены в 2002г. закупки российских нефтепродуктов с переориентацией на соседнюю Литву. Определен переход Латвии с 1 янв. 2004г. на стандарты ЕС по бензину и дизтопливу для транспортных средств. Латвия закупила в Литве в 2002г. 600 тыс.т. нефтепродуктов. В 2000г. из России в Латвию было поставлено 1627 тыс.т., а за 9 мес. 2002г. 465 тыс.т. Акционером Мажекяйского НПЗ (Литва) является российская компания «Юкос», которая вынашивает планы активного продвижения на латвийский рынок, используя свой литовский потенциал.

Латвия импортирует уголь из России, Польши и Украины. Поставки из России составляют 80% от общих закупочных объемов. Потребность внутреннего рынка в этом виде топлива составляет 150-200 тыс.т. По данным ГТК РФ, за 9 мес. 2002г. Россия экспортировала в Латвию 537 тыс.т. угля. В Латвии ежегодно производится 450-550 тыс.т. торфа.

Латвия продолжает осуществлять реэкспортные поставки нефтепродуктов и угля. Латвийские порты сохраняют свой потенциал для обеспечения экспорта российских энергоресурсов. В 2001-02гг. объемы поставок кузбасского угля составляли 3-4 млн.т. и в перспективе будут возрастать. С пуском в эксплуатацию первой очереди порта Приморск обозначился основной вектор российского нефтяного экспорта в северо-западном направлении. В 2002г. через Вентспилс было перевалено 7566 тыс.т. сырой нефти, падение по сравнению с 2001г. составило 49,5%. С нояб. 2002г., поставки нефти по трубопроводу в направлении Вентспилса прекратились.

Стратегическая линия правительства России направлена на развитие и строительство собственных морских портов и повышение экономической эффективности экспорта нефти. Только транзит 14,98 млн.т. нефти через Вентспилс обошелся в 2001г. российским экспортерам в 157 млн.долл.

ЛИВАН

Реализация программ экономического развития осуществляется в основном за счет средств (льготные кредиты и ссуды), предоставляемых странами-донорами, международными и региональными финансовыми институтами. Такое финансирование осуществляется как по линии отдельных министерств, так и консолидируется в Совете по реконструкции и развитию Ливана (СДР) по различным отраслевым проектам. Исполнение работ по проектам осуществляется по контрактам на тендерных условиях. В 2002г. была объявлена трехлетняя программа CDR на 3,6 млрд.долл., из которых большая часть финансирования будет получена из внешних источников.

Электроэнергетические проекты. Оценочная стоимость проектов, подготовленных СДР и Электрокомпанией Ливана к реализации на ближайшую перспективу, составляет 750 млн.долл. и включают в себя проекты: строительство новых электростанций в г.г.Баальбек и Сайда. Оценочная стоимость проектов составляет 12 млн.долл. Проводятся переговоры с Исламским банком развития (IDB) о финансировании данных проектов; создание национального центра по контролю и управлению, 25 млн.долл. Финансирование проекта будет осуществляться Арабским фондом социально-экономического развития (AFESD); восстановление низких и средних ЛЭП, 270 млн.долл.; использование природного газа на ТЭС Ливана, 200 млн.долл.; подготовка технико-экономического обоснования по увеличению производства электроэнергии, компенсаций от потерь после ввода в строй старых ТЭС в г.г.Джие и Зуке. Проводятся переговоры с Исламским банком развития (IDB) о финансировании; прокладка 66 кв. подземного кабеля к насосной станции в районе Дбая. Проект проходит стадию изучения правительства Италии и будет им финансироваться; укрепление 66 кв. высотной ЛЭП, 50 млн.долл.; установка Географической информационной системы (GIS) для осуществления сетевого управления, 17 млн.долл.; помощь по ряду дополнительных проектов, 18 млн.долл.; модернизация малых ГЭС на р. Литани, 7 млн.долл.; создание центра управления обслуживания пользователей интернета на национальном уровне, 4 млн.долл.; создание системы цифровой передачи данных между городами, 13 млн.долл.; создание новой информационной системы и базы данных в Бейруте, независимых от существующей телефонной сети и предназначенной для общего использования, 7,5 млн.долл.

Водоснабжение. Восстановление сетей водоснабжения в г. Jezzine, 2 млн.долл., финансирование проекта будет предоставлено Французским агентством развития. Водоснабжение районов Jwayzat-Bhanis. Оценочная стоимость данного проекта составляет 4,8 млн.долл., финансирование будет предоставлено Саудовским фондом развития.

Восстановление водного резервуара в Nabaa al Tasseh и строительство водовода в Nabatiyah, 3,4 млн. евро, финансирование проекта будет предоставлено Французским агентством развития. Совет по реконструкции и развитию готовит контракт на изыскания и тендерные документы по проекту.

Проект Hebbarieh-Hasbaya. Оценочная стоимость данного проекта 7,6 млн. евро от Французского агентства развития. Проект находится в изыскательской стадии.

Водоснабжение Nabatieh. Новые системы питьевого водоснабжения для района Nabaа Tasseh и канализационная сеть в Nabatieh, 23 млн.долл.

По проблематике «Сточные воды» рассматриваются планы защиты от загрязнения береговой линии, водных ресурсов, обслуживания и развития сетей сточных и ливневых вод в городах, восстановления коллекторных сетей сточных вод.

Совет по реконструкции и развитию подготовил тендерные документы на строительство 148 км. канализационных сетей и очистного завода в г. Baalbeck. Проводятся переговоры со Всемирным банком, стоимость проекта — 16 млн.долл.

В планах минсельхоза: восстановления лабораторий ARIL и с/х центров; строительство шести горных водохранилищ. Данные проекты будут финансироваться Международным фондом развития сельского хозяйства.

В марте 2000г. правительство Ливана утвердило десятилетний план управления национальными водными ресурсами. В 2002г. были внесены уточнения по плану, предусматривающие: строительство дамб и озер, 750 млн.долл.; строительство сетей питьевой воды, 133 млн.долл.; проекты ирригации, 83 млн.долл.; изменение направления рек, 43 млн.долл.; строительство ГЭС, 23 млн.долл.

В конце 2002г. было объявлено о начале рассмотрения проектов (на в 459 млн.долл.), финансируемых Кувейтскими донорами, по обеспечению питьевой водой и работ по ирригации на юге страны по р. Литани. Проектные цели предусматривают ирригацию для 14700 га земель в 76 городах и «деревнях и обеспечение питьевой водой 23 других деревень. Первая стадия проекта, которая должна быть закончена в 2008г. и предусматривает изучение и начальные работы строительства, будет стоить 216 млн.долл. и будет финансироваться ливанским государством, Кувейтским фондом арабского экономического развития и Арабским фондом экономического и социального развития. Стоимость второй фазы составит 243 млн.долл. Она будет финансироваться за счет ссуд вышеупомянутых фондов в Кувейте.

В начале 2003г. ливанский министр энергетики и водных ресурсов и сирийский министр орошения утвердили строительный проект на ливанской территории сооружения плотины на р.Оронте (3 млн.куб.м.) и раздела вод этой реки и ее притоков (100 млн.долл.). Общая длина реки — 570 км., из которых 18 км. — на ливанской территории. Доля, используемая в Ливане, будет составлять 80 млн.куб.м. в год, если дебет, на уровне точки Negmel, будет превышать 400 млн.куб.м. В случае снижения дебета, ливанская квота представит 20% от дебета. Ливан продолжит пользоваться количеством воды, происходящим из уже имеющихся источников в пределах бассейна р.Оронт, в то время как после даты соглашения это количество будет являться частью 80 млн.куб.м. Работы по строительству плотины будут начаты в 2003г.

Обширные планы предусмотрены для реализации в сфере дорожно-транспортного строительства, здравоохранения, образования. В июне 2003г. будет подготовлен доклад СДР с уточнением проектов на ближайшую перспективу.

ЛИТВА

В 2002г. всеми электростанциями Литвы было выработано 17,7 млрд.квтч. электроэнергии по сравнению с 14,7 млрд.квтч. электроэнергии в пред.г. Экспорт электроэнергии возрос с 4,2 млрд.квтч. в 2001г. до 6,8 млрд.квтч. в 2002г. Основными странами-импортерами литовской электроэнергии были: Беларусь — 3,05 млрд.квтч. Калининградская обл. — 2,311 млрд.квтч., Польша — 318 млн.квтч., Эстония — 127 млн.квтч.

Значительную часть электроэнергии (18%) вырабатывают теплоэлектростанции: Литовская, Мажейкяйская (самостоятельные предприятия) Вильнюсская, Каунасская (приватизирована ОАО «Газпром»), Индустриальная, Клайпедская (принадлежат городским самоуправлениям). Также в Литве вырабатывается незначительное количество электроэнергии с использованием энергии воды (5%). В стране имеется одна гидроэлектростанция (в Каунасе), одна гидроаккумуляционная станция (Круониская), принадлежащие АО «Летувос энергия», а также 50 небольших гидрогенераторов.

АО «Летувос энергия» является оператором передающих высоковольтных сетей, выполняющим техоперации, ремонт, управление, обслуживание этих сетей. Компания отвечает за поддержание национального баланса и резерва, создавая равные недискриминационные конкурентные условия для всех участников рынка электроэнергетики. АО «Летувос энергия» занимается также экспортом электроэнергии.

Распределительные компании выполняют две функции: являются операторами распределительных сетей и снабжают электричеством потребителей, которые, в соответствии с методологией госкомиссии по ценам и контролю энергетической деятельности, подразделяются в Литве на свободных и регулируемых (в зависимости от количества потребляемой электроэнергии). К крупнейшим свободным потребителям электричества Литвы относятся АО «Мажейкю нафта», АО «Ахема», АО «Акмянес цементас», АО «Алитус текстиле», АО «Лифоса», АО «Клайпедос медиене», АО «Экранас» — всего 12 предприятий.

Ценообразование. В Литве цены в газовой и энергетической сферах рассчитываются и устанавливаются непосредственно предприятиями, работающими в этих отраслях. Расчет цен производится в соответствии с методикой, разработанной госкомиссией по ценам и контролю энергетической деятельности.

Комиссия состоит из 5 чел., которые назначаются президентом страны на срок 5 лет. Комиссия имеет штат сотрудников, состоящий из 50 чел.

Основные функции Комиссии: устанавливает и разрабатывает методики по расчету цен для газовой отрасли, электроэнергетики; определяет «потолок» цен для компаний, занятых в этих отраслях; регулирует цены на тепло- и водоснабжение; выдает лицензии на транспортировку, хранение и поставку газа, электроэнергии; отслеживает и контролирует уровень цен; рассматривает жалобы потребителей и поставщиков газа и электроэнергии. Госкомиссия по ценам и контролю энергетической деятельности устанавливает «потолок» цен и осуществляет контроль за ним.

«Потолок» цен устанавливается сроком на три года и может ежегодно пересчитываться в зависи-

мости от темпов инфляции (в 2002г. инфляция в Литве составила 1%) или от изменения политики налогообложения.

Текущие и будущие инвестиции газовых и электроэнергетических компаний, в результате которых могут быть увеличены цены для потребителей, должны быть экономически обоснованы в Комиссии.

Прибыль, получаемая компаниями, рассчитывается исходя из прибыли государственных ценных бумаг (доходность государственных ценных бумаг со сроком погашения через 3г. составляет 7%), т.е. в пределах 7-10% от уставного капитала.

Если прибыль менее 10%, то компания получает прибыль в полном объеме, 10-15% – все, что больше 10%, делится пополам, и более 15% – снижаются цены для потребителей на разницу между величиной прибыли и 10%.

Цены, устанавливаемые в энергетической сфере, напрямую зависят от затрат. Цена складывается из затрат на производство электроэнергии, затрат на передачу по высоковольтным линиям и распределения по низковольтным линиям.

Основную массу электроэнергии в Литве вырабатывает Игналинская АЭС, которой принадлежит 78% литовского рынка.

Стоимость электроэнергии, используемой в домашнем хозяйстве, больше, чем для промпредприятий.

Тарифы на электроэнергию зависят от того, к какой линии подключены потребители и количества потребляемой ими электроэнергии (чем больше потребляется электроэнергии, тем меньше тариф). К высоковольтным линиям, тариф на передачу электроэнергии по которым ниже, подключены только крупные предприятия (в Литве – 6), средние и мелкие потребители – питаются от низковольтных линий.

Цены на газ напрямую зависят от цен поставщика газа (ОАО «Газпром», «Итера») и потребления газа (чем больше потребляется газа, тем меньше цена).

Госкомиссией по ценам и контролю энергетической деятельности устанавливается «потолок» цен на газ, определяется тариф за транспортировку и контролируется получение лицензии на поставку.

Цена на газ для потребителей зависит от подключения к трубопроводу: если потребитель подключен к магистральному газопроводу, то цена складывается из стоимости куб.м. газа и тарифа за транспортировку (8,85 долл. за куб.м., по курсу Банка Литвы на 19.08.2002г. 1 долл. = 3,5027 лита). При подключении к распределительному газопроводу цена складывается из стоимости куб.м. газа, тарифа за транспортировку и тарифа за распределение (зависит от объемов потребления газа).

Цены на нефть и нефтепродукты не регулируются государством, т.к. рынок полностью либерализован.

Государство устанавливает только размеры акцизов, которые составляют 12,85 долл. за 1 т. мазута и 342,60 долл. за 1 т. высокооктанового бензина. В госказну поступают доходы от налога на прибыль (15%) и дивиденды, получаемые от акций находящихся в собственности государства.

Роль органов госуправления в энергетической сфере. Структура литовского энергетического сектора построена таким образом, что и президент-

ские, и правительственные структуры Литвы задействованы в управлении объектами энергетики. Президентскому офису непосредственно подотчетна госкомиссия по ценам и контролю энергетической деятельностью в стране. Правительство ЛР управляет деятельностью топливно-энергетического комплекса через соответствующие структуры министерства хозяйства (экономики), которые подчиняются ряд агентств, созданных для оказания содействия работе нефтяных, газовых и топливно-энергетических компаний: энергетическое агентство, агентство по управлению отработанным радиоактивным топливом, агентство нефтепродуктов, а также государственная энергетическая инспекция. Госинспекция по вопросам ядерной и энергетической безопасности подчиняется непосредственно правительству ЛР.

Закон «Об энергетике» от 28.03.1995г., с дополнениями от 16.03.2000г., определяет стратегию и основные цели энергетической политики государства, порядок использования энергоресурсов, привлечения инвестиций, права и обязанности потребителей энергии, создание энергетических резервов и принципы управленческой деятельности в данной сфере.

Закон «Об электричестве» от 20.07.2000г., с дополнениями от 20.12.2000г., определяет основные принципы регулирования генерирующих мощностей, передачи, распределения и сбережения электроэнергии в соответствии с директивами ЕС, функции госорганов управления в секторе электроэнергетики, принципы организации деятельности, структуру сектора, модель функционирования рынка электричества, основные правила лицензирования деятельности сектора.

Закон «О природном газе» от 10.10.2000г., с дополнениями от 19.06.2001г., определяет основные принципы деятельности газового сектора страны, функции госорганов в газовом секторе страны, регламентирует взаимоотношения поставщиков и потребителей газа, определяет принципы госзакупки газа, его распределения и сбережения.

Закон «О ядерной энергетике» от 14.11.1996г., дополненный 07.07.1999г., уполномочивает госорганы в качестве единственного управляющего ядерной энергетикой страны, регулирует порядок использования ядерной энергетикой для производства электричества и теплоэнергии, определяет принципы госрегулирования ядерной безопасности и радиационной защиты в данной сфере, основные условия по экспорту и импорту ядерных материалов и оборудования, транспортировки отработанного топлива, основные экономические и финансовые условия функционирования сектора.

Роль органов госуправления в энергетической сфере определяется также принадлежностью большинства энергетических объектов страны госструктурам, в частности, министерству хозяйства ЛР. Правительство владеет 86% пакетом акций предприятия «Летувос энергия», на балансе которого находятся передающие электросети страны. Государству принадлежит контрольный пакет акций по (86%) крупных электростанций – «Летувос электрине» (Литовская ТЭС) и Мажейкяйская ТЭС, а также акционерных обществ «Восточные распределительные сети» и «Западные распределительные сети».

Литва, согласовав свою энергетическую политику в соответствии с директивами Евросоюза,

обязалась свести к минимуму роль госорганов управления в данной сфере производства. Продолжается обсуждение вопроса о приобретении российской компанией «Газпром» 34% пакета акций литовского газового комплекса «Летувос дуес», которая наравне с «Газпромом» будет контролироваться германскими EON Energie и Ruhrgas (консорциум владеет 34% акций).

Соглашения с региональными органами власти, действующие в области энергетики. В соответствии с литовским законодательством ТЭС, находящиеся в ведении региональных органов власти (самоуправлений) обязаны всю вырабатываемую ими электроэнергию передавать литовской энергетической компании «Летувос энергия», которая является оператором и собственником высоковольтных и низковольтных линий электропередач.

Преференции и льготы в электроэнергетической сфере имеют только потребители, расположенные в радиусе 30 км. от Игналинской атомной электростанции, которые оплачивают 50% стоимости электроэнергии.

В газовой сфере по разрешению госкомиссии по ценам и контролю энергетической деятельности некоторым предприятиям (в т.ч. работающим в стекольной промышленности) в виде исключения, из-за невозможности использования альтернативного топлива, было разрешено снизить тариф на транспортировку газа для нужд производства на 25%, в результате чего цена на газ уменьшилась на 4-7%.

Программы реформирования энергетики в соответствии с требованиями ЕС и ВТО. Правительство ЛР, фактически под давлением Евросоюза, приняло решение закрыть 1 блок Игналинской атомной станции к 2005г., а 2 – к 2009г. Предпринимаются усилия по реорганизации работы имеющихся теплоэлектростанций, которые заморожены или работают не в полную мощность. В соответствии с директивами ЕС, Литовское правительство в начале 2002г. завершило реорганизацию энергетического комплекса «Летувос энергия», разделив основные составляющие – производство, распределение и передачу электроэнергии с целью либерализации рынка и создания условий для прихода инокапитала путем приватизации большинства предприятий отрасли. Часть своей собственности, прав и обязанностей АО «Летувос энергия» передала 4 новым компаниям: Литовской ТЭС, Мажейкяйской ТЭС, АО «Восточные распределительные сети» и АО «Западные распределительные сети». В этих структурах контрольный пакет акций (86%) принадлежат государству, по 10% – немецкому концерну EON Energie, по 4% – индивидуальным акционерам. Все они, за исключением АО «Летувос энергия», будут приватизированы в 2003-04гг.

Состоялась продажа (32,3 млн.долл.) принадлежавшей государству (самоуправлению г.Каунаса) Каунасской теплоэлектростанции консорциуму, состоящему из ОАО «Газпром», литовское ЗАО «Дуетекана» и американская компания «Клемент Пауер Венче». Консорциум уже заявил о своих намерениях и готовности модернизировать технические мощности станции.

В связи с предстоящим закрытием Игналинской АЭС предполагается задействовать мощности литовских теплоэлектростанций, которые заморожены. Мощностей законсервированных ТЭС

должно хватить для покрытия собственных нужд, но при этом Литва потеряет статус страны-экспортера электроэнергии.

ЛЮКСЕМБУРГ

Внутренние энергетические ресурсы ограничены наличием только возобновляемых источников энергии. Поэтому Люксембург имеет очень высокую зависимость от импорта энергии (99% всей энергии). В силу отсутствия существенных энергетических запасов, Люксембурга зависит от общей энергетической политики ЕС, и от политики, проводимой соседними странами (Франция, Бельгия, Германия).

Правительство Люксембурга поддерживает проводящуюся в ЕС рыночную либерализацию как в целом, так и в энергетическом секторе в частности, рассматривая происходящие изменения как возможность для люксембургских предприятий и внутренних потребителей извлекать дополнительную выгоду от сокращающихся цен на энергию.

При уменьшении и сокращении цен и тарифов на энергию, государственная и муниципальная собственность в энергетических компаниях Люксембурга остается существенной. Проводимая правительством политика направлена на ликвидацию госвмешательства в стратегические решения компаний. Некоторые люксембургские муниципалитеты непосредственно осуществляют распределение электричества и природного газа конечным потребителям.

В Люксембурге низки налоги на энергию, в особенности на автомобильное топливо, что побудило иностранных водителей заправляться горючим в Люксембурге. Эта ценовая диспропорция побуждает правительство планировать введение специального налога на энергию.

В мае 2000г. парламент Люксембурга принял закон, вводящий в действие Директиву ЕС по внутреннему рынку электричества. Многие потребители Люксембурга смогут иметь больший выбор поставщиков электричества как внутри, так и за пределами страны.

Импорт газа диверсифицирован, что увеличивает энергетическую безопасность Люксембурга (один из главных приоритетов энергетической политики страны). Недавно построенный газопровод из Германии в Люксембург предназначен, в т.ч., для диверсификации поставок энергоносителей. В 2000г. Люксембург принял закон, вводящий в действие Директиву ЕС по внутреннему рынку природного газа.

Энергетический потенциал Люксембурга ограничивается несколькими небольшими ГЭС на реках Мозель, Сюр и ТЭС при предприятиях черной металлургии, производящими электроэнергию в основном для собственных нужд. Общие поставки энергоресурсов в Люксембург составляют 3,3 млн. тнэ (тонна в нефтяном эквиваленте, определяемая как 107 ккал). Общее потребление энергии в промышленности составляет 0,9 млн. тнэ.

Нефть является главным импортируемым топливом. В 2002г. поставки нефти составили 2,4 млн. тнэ, ее потребление выросло по сравнению с 2001г. на 6,3%. Поставки природного газа увеличились в 2002г. до 0,7 млн. тнэ (+2,3% по сравнению с 2001г.), замещая нефть. Конечное потребле-

ние газа составляет 18% от общего конечного потребления энергии. Природный газ используется преимущественно в промышленности (35% потребления газа происходит в черной металлургии), в жилом и коммерческом секторах, а также при выработке электричества, главным образом при попутной выработке. В 2001г. 40% домашних хозяйств Люксембурга были оснащены природным газом.

В июле 2000г. было закончено строительство нового газопровода для импорта газа в Люксембург из Германии. Этот газопровод соединяет г.Миттельбрюн (Mittelbrunn) в Германии и г.Лейделанге (Leudelange) в Люксембурге, а его длина только по территории Люксембурга составляет 28 км. В Германии этот трубопровод может быть подключен к газопроводу «Мегал» (Megal), который используется для транспортировки газа из России. Новый газопровод имеет пропускную способность в объеме 300 тыс.куб.м. в день, что намного превышает пропускную способность, необходимую для транспортировки уже законтрактованного газа.

В 2002г. в стране было произведено 950 млн. квтч. электроэнергии, в т.ч. на ГЭС — 750 млн.квтч., на ТЭС — 200 млн.квтч. В 2002г. объемы ее потребления составили 484 тыс.т. нефтяного эквивалента (-1,5% по сравнению с 2001г.). За счет внутреннего производства удовлетворяется 18% потребностей страны.

Промышленность потребляет 61% всего электричества. За последние годы в Люксембурге увеличилось потребление электричества за счет замены в черной металлургии доменных печей на печи с электрическими дугами. Это вызвало резкое снижение объемов потребления твердых видов топлива (угля). В 2002г. объемы потребления угля составили всего 163 тыс. тнэ.

Государство владеет существенной долей акций в главных энергетических компаниях Люксембурга: 31% в компании «Сосьете де транспор де газ» (Societe de Transport de Gaz, Soteg), газовая транспортная компания; 42% в компании «Компани гранд-дюкаль де лэктрисите» (Compagnie Grand-Ducal de l'Electricite, Cegedel), крупнейшая компания по импорту и распределению электричества; 40% в компании «Сосьете электрик де лур» (Societe Electrique de l'Our, Seo), электрическая компания.

Передача и распределение электроэнергии осуществляются двумя основными компаниями — «Сежедель», распределяющей производимую внутри страны и импортируемую (доля импорта составляет 93%) через германскую сеть «РВЕ Энержи» (RWE Energie) электроэнергию, и «Сотель» (Sotel), специализирующейся на подаче тока высокого напряжения на предприятия черной металлургии и железные дороги.

В Люксембурге насчитывается 235 автозаправочных станций, в 2000г. их число составляло 254. Количество АЗС продолжает уменьшаться. Их владельцы предпочитают закрывать станции, а не вкладывать средства в их модернизацию в соответствии с новыми экологическими инструкциями. Количество дистрибуторов нефтепродуктов уменьшается. В 1999г. насчитывалось 15 компаний, распространяющих нефтепродукты в Люксембурге, а 12 из них располагали собственными АЗС. 8 самых крупных компаний: Shell, TotalFina,

Aral, Q8, Esso, BP, Техасо и Seca имеют 80% всех продаж нефтепродуктов.

Обеспечение потребностей населения в питьевой воде осуществляется за счет подземных источников. В качестве резервного источника используется водохранилище «Эш-сюр-Сюр». Доля энергетической отрасли в ВВП страны составила в 2002г. 1,1%.

НИДЕРЛАНДЫ

Нидерланды вносят весомый вклад в энергетическое обеспечение Европы. Потребителями голландского газа являются Германия, Бельгия, Франция, Италия и Швейцария (45,9 млрд. куб.м.). В Голландии расположены крупные нефтеперерабатывающие мощности «Шелл», «Эссо», «Бритиш Петролеум», «Тексако», «Тоталь». **Запасы природного газа** составляют 2500 млрд.куб.м. (**4 место в мире**). Газ экспортируется в ФРГ, Бельгию, Францию, Италию, Швейцарию (31 млрд.куб.м.). За счет экспорта газа Нидерланды покрывают расходы по импорту других видов топлива. Для переработки газа на экспорт в Голландии эксплуатируются 17 газокomppressorных станций. Доходы от продажи газа составляют 20% всех бюджетных поступлений, 60% всей электроэнергии в стране производится на базе природного газа.

В страну ввозится уголь (10,2 млн.т.), импортируется электроэнергия (8,5% от всего потребления). Запасы нефти в Нидерландах — 97 млн.т. Только 20% потребностей в ней покрывается за счет внутренних ресурсов, остальное ввозится из Великобритании, Ирана, Ливии, Нигерии, Алжира, Саудовской Аравии и стран СНГ. В энергетическом балансе страны на долю газа приходится 51,8%, нефти и нефтепродуктов — 37,8%, угля — 7,4%, атомной энергии — 1,6%, др. источников — 1,4%.

Благодаря выгодному географическому расположению Голландия является удобным северо-западным нефтяным портом Европы. Корпорации «Шелл», «Эссо», «Нерефко», «Кувейт Петролеум», «Тоталь» имеют свои нефтеперерабатывающие заводы на территории Нидерландов.

Весь цикл работ по разведке, добыче и переработке углеводородов в Голландии осуществляется на основе концессионных соглашений и лицензий, получаемых на конкурсной основе. На 1 янв. 2002г. выдано 24 концессии, которые охватывают 15391,4 кв.км. Под концессионной и лицензионной разработкой находится 48,4% голландской территории (общая территория Голландии — 41785 кв.км.). На 1 янв. 2002г. всего выдано 40 лицензий на разведочное бурение. Общая площадь проводимых работ — 8720 кв.км., в т.ч. за 2001г. выдано 6 новых лицензий, охватывающих площадь 1809 кв.км. Прекращено действие 10 лицензий на разведочные работы. Использование 3 лицензий прекращено добровольно.

На 1 янв. 2002г. всего выдано 74 лицензии на добычу углеводородов. В 2001г. выдано 3 лицензии на проведение геологоразведочных работ на 169 кв.км. На 1 янв. 2002г. выдано 8 лицензий на проведение буровых работ на 4842,9 кв.км. В 2001г. выданы 3 лицензии на добычу углеводородов. В 2001г. пробурено 40 скважин, что на 10 больше чем в 2000г. Из них 18 скважин — разведочных, 4 — опрессовочных, 18 — эксплуатационных.

Продолжаются слушания касательно законодательства по использованию недр. Вторые слушания прошли в нижней палате в марте апр. 2002г. Две основных меры призванные сделать привлекательным работы на континентальном шельфе были предложены минэкономики Голландии, введены в действие с 1 янв. 2001г.: нулевой налог за право разработки недр (роялти); взимание доли дохода в пользу государства на основании правил, принятых Королевским декретом от 1967г.

Два других привлекательных положения предусматривают: участие государства в геологоразведочных работах (лицензии на разведку полезных ископаемых); отмена фиксированной платы за использование территории (вступило в силу 1 июля 2000г.).

Данные меры призваны повысить заинтересованность в проведении работ на малых шельфовых месторождениях при участии государства.

В 2001г. общий объем добытого газа составил 72,26 млрд.куб.м., что на 6,6% больше, чем в 2000г. Континентальные месторождения дали 43,22 млрд.куб.м., что на 2,92 млрд.куб.м. больше чем в 2000г., увеличение добычи составило 7,2%. Общий объем добычи газа в 2000г. составлял 67,8 млрд.куб.м., из которых 40,3 млрд.куб.м. добыто на материке, а 27,5 млрд.куб.м. — в шельфовой зоне.

Добыча газа на шельфовых месторождениях выросла в 2001г. на 1,54 млрд.куб.м. и достигла 29,04 млрд.куб.м., что на 5,6% больше, чем в пред.г. В 2001г. добыто 1,63 млн.куб.м. нефти, что на 80 тыс.т. меньше чем в 2000г. Резко сократилась добыча нефти на континентальных месторождениях на 31% и составила 540 тыс.т. В шельфовой зоне добыто 1,09 млн.т., что на 16% больше чем в 2000г. Ежедневная добыча в 2001г. равнялась 4463 куб.м. или 28067 бар. или 4462 т. (ежедневная добыча нефти в 2000г. составляла 29145 бар.).

В 2002г. энергетический рынок Голландии характеризовался двумя основными тенденциями: ростом цен на электроэнергию и попытками правительства реорганизовать налоговые льготы для потребителей «зеленой» энергии. В 2001г. 1,3% всей энергии потребленной в Голландии получено из альтернативных источников. По сравнению с 2000г. произошел рост выработки энергии в целом на 11%, а электроэнергии на 15%. Предполагается, что к 2020г. 10% всей энергии в Голландии будет производиться из альтернативных источников.

По решению правительства в 2002г. сокращена льгота для пользователей «зеленой энергией». Данная льгота сохранится только для потребителей большого объема зеленой энергии (10000 квт. и более), а также для тех, кто использует энергию, полученную в Голландии. Представители исследовательского центра устойчивого развития поддерживают данную меру и считают, что она позволит стимулировать производство «зеленой энергии» в Голландии. Эту меру приветствует компания «Эссент» (Essent) — производящая 100% зеленой энергии в Голландии.

Голландия начала импортировать альтернативную энергию в 2001г. Объем импорта установлен на уровне 7600 гвт., что означает, что 35% всей импортируемой электроэнергии должно быть из альтернативных источников. Объем установленный на 2000г. был равен 1500 гвт. Столь значительный рост объясняется финансовой привлекательностью

для импортеров (большие льготы и льготный налоговый режим). Правительство 2002г. объявило о пересмотре правил импорта альтернативной энергии. Компании, которые получали налоговые льготы, импортируя «зеленую энергию» через возврат налога, безусловно, потеряют от отмены налоговой льготы.

Объем электроэнергии вырабатываемой на основе солнечной энергии увеличился на 70%. Однако, ее доля в общем объеме используемой альтернативной энергии невелика и составляет 0,4%. Сокращение голландским правительством субсидий на производство солнечных батарей, а также значительное снижение потребности рынка в них привело концерн «Шелл» к решению прекратить производство батарей в Голландии и закрыть фабрику в г.Хелдонд (150 рабочих мест). По мнению экспертов «Шелл», сокращение субсидий на 25% сделало этот источник энергии не популярным и экономически невыгодным среди потребителей.

Производство электроэнергии на основе энергии ветра уменьшилось на 0,5% по сравнению с 2000г. и достигло уровня 825 гвт. В 2001г. введено в строй еще 34 ветряные мельницы. Использование энергии полученной из альтернативных источников позволило сэкономить в Голландии в 2001г. 12% объема потребляемого газа.

Приватизация энергосетей не разрешена до 2004г. В преддверии полной приватизации происходит процесс консолидации госэнергокомпаний, которые контролируются местными и региональными правительствами.

Голландское правительство подтвердило свое намерение сделать полностью свободным энергетический рынок (газ, электроэнергия) с 1 янв. 2004г., вместо окт. 2003г., как планировалось ранее.

Энергоресурсы из РФ

Расширение сотрудничества с РФ в этой области позволит членам ЕС снизить их зависимость от поставок нефти и природного газа из стран ОПЕК, а России открыть широкий доступ к передовым западным технологиям, что даст нам возможность более эффективно и рационально использовать свои энергоресурсы.

Нидерландский концерн «Шелл» — один из лидеров среди зарубежных инвесторов в топливно-энергетический комплекс России («Шелл» — крупнейший иноинвестор в России). Его накопленные капиталовложения в РФ оцениваются в 1,7 млрд.долл. Инвестиции «Шелл» в проект «Сахалин-2» могут достигнуть в ближайшие годы 6 млрд.долл.

По словам главы «Шелл» Ф.Уоттса, «Сахалин-2» — наиболее амбициозный проект «Шелл» за последние 30 лет. Он имеет большое значение для российских властей и дальневосточного региона». Участники проекта уже перечислили сахалинским властям 80 млн.долл. в фонд развития области. Проект «Сахалин-2» привлекает особое внимание западных экспертов потому, что может стать моделью для будущих соглашений о разделе продукции (СРП), по условиям которых российское правительство создаст стабильный правовой и налоговый режим, а взамен будет получать газ и нефть.

Данные капиталовложения направляются в проекты «Сахалин-2» и «Каспийский трубопроводный консорциум». Приоритетными направле-

ниями сотрудничества с Россией для «Шелл» являются также разработка Салымской группы месторождений в Западной Сибири, Заполярного и Комсомольского месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе.

Хотя Нидерланды являются одним из ведущих производителей природного газа в Европе, традиционно экспортирующим газ в Германию, Францию, Бельгию, Италию и Швейцарию, здесь целенаправленно **проводится политика экономии собственных минеральных энергоресурсов** и обеспечения соответствующих национальных нужд и заключенных международных контрактов за счет импорта и реэкспорта энергоносителей из-за рубежа. В этих рамках интерес Голландии к России значителен. Россия рассматривается Нидерландами как наиболее перспективный источник энергоносителей для Европы.

Нидерланды позитивно прореагировали на инициативу Комиссии Европейских сообществ увеличить импорт энергоносителей из России. Многие местные аналитики осторожно подходят к перспективам расширения поставок энергоресурсов из России. Заметного прироста добычи нефти и природного газа в России, позволяющего обеспечить надлежащий уровень экспорта этих продуктов в Европу, можно добиться лишь при условии значительных капиталовложений Запада в этот сектор российской экономики. Необходимые инвестиции в разработку новых месторождений и строительство соответствующих нефте- и газопроводов составят в ближайшие 5 лет 40 млрд.долл. Часть экспертов выражает сомнение в том, что западные страны реально готовы к подобным вложениям в Россию.

В 2002г. продолжилась реализация подписанного в 1999г. соглашения между «Газэкспортом» и компанией «Газюни» о поставках в Нидерланды 80 млрд.куб.м. российского природного газа. Контракт рассчитан на 20 лет, а его сумма оценивается в 10 млрд.долл.

В сент. 2002г. в Нидерландах организованы специализированные курсы по теме: «Стратегия использования природного газа». Курсы проводились на базе Университета Гронинген при финансовой поддержке со стороны компании «Газюни». Курсы рассматриваются голландской стороной, как начало большого проекта по подготовке специалистов нефтегазовой отрасли и изучению тенденций развития мировых рынков природного газа.

В целях координации данного проекта на базе Гронингенского университета созданы международная бизнес школа и исследовательский центр по изучению рынков природного газа «Энергетический институт Дельта» (Energy Delta Institute).

Для обеспечения работы курсов, голландская сторона пригласила специалистов в области управления, маркетинга, этики природопользования, газовой отрасли из университетов и исследовательских центров Нидерландов, Бельгии, США, а также представителей минэнерго РФ, ОАО «Газпром» (Россия), «Шелл» (Англия-Голландия), «Филлипс» (Голландия), «Газюни» (Голландия). Общее количество слушателей – 27, в т.ч. 20 чел. – сотрудники минэнерго РФ и ОАО «Газпром», а также представители газовой компании Швеции (Svensk Naturgas), Финляндии и Голландии. По информации организаторов курсов голландская

сторона придает им большое значение и надеется на дальнейшее продолжение данной программы. Одной из стратегических целей курсов является укрепление и расширение деловых связей с ОАО «Газпром».

Компания «Газюни» рассматривает свое участие в реализации совместных проектов российского энергетического комплекса, как возможность обеспечения долгосрочного контракта на поставку российского газа. Одним из проектов, к которому планирует вернуться голландская сторона, является прокладка газопровода по дну Балтийского моря.

Компания «Газюни» внимательно изучает возможность своего участия в разработке одного из месторождений на основе СРП (соглашение о разделе продукции). Однако, принимая во внимание большие объемы требуемых капиталовложений, компания «Газюни» рассматривает также возможность создания пула голландских газодобывающих компаний для участия в разработке месторождения.

НОРВЕГИЯ

Суммарное потребление энергоемкими отраслями промышленности составило в 2002г. 29,8 тетраватт/часов и было ниже, чем в 2001г. на 8,2%. В целом на эти отрасли норвежского хозяйства пришлось 40% общего производства или 43% брутто – внутреннего потребления.

Цена на электроэнергию складывается в Норвегии из трех компонентов: собственно стоимости электроэнергетики, оплаты аренды энергосетей (тарифы) и сборов. С 1.01.2002г. сбор на электроэнергию был решением Стортинга снижен с 0,11 до 0,09 кроны за квтч.

Особенностью функционирования энергетического комплекса страны в 2002г. было возникновение беспрецедентной ситуации, когда ввиду осеннего просчета Директората по гидроресурсам и энергетике был осуществлен избыточный сброс воды из водосборников, повлекший за собой дефицит гидроресурсов для производства электроэнергии. В результате этого цены нояб. 2002г. – янв. 2003г. резко выросли. Энергоемкие предприятия предпочитали останавливать производства и продавать с огромной прибылью электроэнергию, закупленную по долгосрочным контрактам по твердым низким ценам. В два раза увеличились продажи «отопительного мазута», используемого в бытовых хозяйствах для обогрева жилья наряду с электроэнергией.

Стоимость 1 квтч. на рынке спот составляла в янв. 2003г. в среднем 0,523 кроны против 0,195 кроны в янв. пред.г. (пик начала 2003г. – 0,831 кроны).

К 2010г. в энергобалансе страны на долю нетрадиционных для Норвегии источников энергии будет приходиться 10% от общего объема производства, при этом на электроэнергию, вырабатываемую на базе природного газа – 4,5%.

Предполагается, что в 2005-10 гг. в Норвегии уменьшится относительный импорт электроэнергии. Особое место в электроэнергетическом комплексе Норвегии занимают компании Statkraft и Statnett.

Госпредприятие Statkraft было создано в 1992г. в рамках реструктуризации отрасли с целью про-

ведения четкого разграничения между сферами производства и передачи/распределения электроэнергии. От имени государства предприятием с 1 янв. 2002г. управляет министерство экономики и торговли, владея его акционерным капиталом. При этом контроль над исполнением компанией Statkraft контрактов на поставку электроэнергии энергоемким производствам, освобожденным, как известно, от уплаты потребительского сбора (налог на электроэнергию), оставлен за министерством нефти и энергетики. Правительство внесло предложение в Стортинг о преобразовании компании Statkraft в акционерное общество. Среднегодовые объемы производства Statkraft – 36,2 втч., доля рынка – 36%.

Компания Statnett была создана в 1992г. в результате реорганизации управляющей компании Statkraft. В основу реорганизации было положено стремление властей провести четкий водораздел между сферой производства и сферой передачи электроэнергии, осуществляемых государством. Компанией Statnett управляет Министерство нефти и энергетики, владея от имени государства его акционерным капиталом.

В функции Statnett входит создание инфраструктуры для передачи электроэнергии и эксплуатация центральных энергосетей. Предприятие несет ответственность за системную и скоординированную эксплуатацию всех норвежских сетей, за обеспечение баланса между производством и потреблением электроэнергии в каждый конкретный момент времени. Statnett играет основную роль в эксплуатации ЛЭП, связывающих Норвегию с зарубежными странами.

Электроэнергетические системные компании Северной Европы осуществляют сотрудничество в рамках организации Nordel. Основу деятельности компании Nord Pool составляет биржевая торговля электроэнергией, осуществляемая в различных формах. Деятельность Nord Pool осуществляется на трех основных направлениях: физический рынок (Elspot и Elbas), финансовый рынок (Eitermin и Eloption) и клиринговые операции.

Госпредприятие Епова было создано в июне 2001г. Оно также подведомственно Министерству нефти и энергетики Норвегии. С 1 янв. 2002г. на него официально была возложена ответственность за перестройку энергопроизводства и энергопотребления, включая повышение эффективности в сфере производства, в т.ч. на основе новых возобновляемых источников энергии, вопросы энергосбережения и экологии, использование природного газа для производства электроэнергии. Деятельность Епова финансируется из специального созданного для этих целей фонда, пополняемого за счет надбавки к тарифу на электроэнергию (на 2002г. он установлен на 0,3 эре за кВтч.), а также из средств госбюджета.

Фонд «Интсок». Госсодействие норвежскому экспорту товаров и технологий для добычи нефти и газа на морском шельфе осуществляется через созданный в 1997г. фонд «Интсок» (Intsok, норвежское сокращение дословно означает «интернационализация шельфа»). Учредителями «Интсок» являются МИД, министерство экономики и торговли, министерство нефти и энергетики, Союз судовладельцев Норвегии, Национальная ассоциация нефтяной промышленности, Национальная ассоциация технологических предприя-

тий, концерн «Норск Гидро» и частично приватизированная компания «Статойл». Госассигнования через бюджет на деятельность «Интсок» за 2002г. составляли 3 млн.долл.

В 2003г. Фонд планирует активно продолжить работу на российском рынке. Запланирована серия мероприятий: рабочая группа с российскими нефтегазовыми компаниями (фев., авг. Москва); конференция «Повышение отдачи нефтяных пластов» (май, Москва, организаторы: минэнерго России, министерство нефти и энергетики Норвегии, Норвежский нефтяной директорат, Московский нефтегазовый университет им.Губкина, Российский межотраслевой научно-исследовательский комплекс «Нефтеотдача»).

«Норск Гидро». Крупнейший многоотраслевой промышленный концерн Норвегии. Деятельность концерна охватывает следующие направления: разведку и добычу нефти и газа (1,3 млн.бар. нефтяного эквивалента в сутки), нефтепереработку, нефтехимию, производство различных химических продуктов, удобрений (1 место в мире), алюминия (5 место в мире) и магния (2 место в мире), биополимеров, фармацевтических продуктов, промышленной упаковки, разработку технологий для указанных областей.

Компания «Норск Гидро» начала деловые отношения с СССР в начале 30г. С 1988г. она имеет свое представительство в г.Москве, а с 1992г. – в г.Мурманске. В окт. 1999г. началась промышленная добыча нефти на Харьягинском нефтяном месторождении (Тимано-Печорский район) в 10 тыс.бар. нефти в сутки. К концу 2002г. компания совместно со своими партнерами по Соглашению о разделе продукции (СРП) планировала добывать 30 тыс.бардень, в дальнейших планах партнеров довести добычу до 70 тыс.бар. «Норск Гидро» в данном проекте имеет свою долю в 40%, «ТотальФинаЭльф» – оператор по СРП – 50%, Ненецкая нефтяная компания – 10%. Вся добытая нефть идет на экспорт. Проектом предусматривается привлечение инвестиций в 20 млрд. крон. Доказанные запасы нефти в этом регионе превышают 300 млн.т.

Концерн имеет постоянные контакты с РАО «Газпром» и проявляет интерес к разработке Штокмановского газового месторождения в Баренцевом море, Приразломного нефтяного месторождения в Печорском море. Концерн «Норск Гидро» заинтересован в осуществлении значительных инвестиций в различные отрасли российской экономики, в т.ч. в виде трансферта технологий (производство алюминия). Обладает значительными возможностями для финансирования инвестиций в крупномасштабные проекты с переносом центра тяжести в последнее время за рубеж.

Концерн «Оркла». Представляет собой многоотраслевой конгломерат. В его состав входят компании, работающие в различных отраслях: замороженная готовая пицца, кетчуп, варенье, консервированные овощи, мясопродукты, хлебобулочные и кондитерские изделия, дрожжи; пиво, минеральная вода, соки, прохладительные напитки; производство моющих средств, косметики и средств гигиены; химпродукты со связующими свойствами на основе лигнина, применяемых для производства бетона, красителей, кормов для животных и средств защиты растений; химцеллюло-

за; полуфабрикаты для фармпрома; ванилин; производство масел, жиров и белков для пище-прома и промышленности для производства кор-мов; выпуск газет и журналов; производство эле-ктроэнергии; лесопользование.

Ряд компаний, входящих в состав концерна «Оркла», работают на российском рынке. Кон-церн имеет 20% акций петербургской фабрики «Любимый край», производящей в год печенье и бисквиты на 15 млн.долл.

С 2001г. «Оркле» принадлежит 40% акций в концерне «Карлсберг Бевереджиз», который в свою очередь владеет 50 % фирмы «Балтик Бевереджис Холдинг» (ББХ), другие 50% принадлежат финской пивоварне «Хартвалл». До подписания в мае 2000г. соглашения с датским концерном «Карлсберг» «Оркле» принадлежало 50% акций фирмы ББХ, другими 50% владела та же «Хартвалл», 20,5% акций самого «Хартвалла» принадлежало концерну «Оркла».

В середине 2002г. ВВН принадлежали кон-трольные пакеты акций в 8 пивоваренных компа-ний в России. Это пивзаводы «Балтика» (75% ак-ций) и «Вена» (49,9%) в Санкт-Петербурге, «Тао-пин» (74%) в Туле, «Ярпиво» (60%) в Ярославле, «Балтика-Дон» (83%) в Ростове-на-Дону, «Челя-бинскпиво» (75%, Челябинск), «Пикра» (61%) в Красноярске и Воронежский пивзавод (70%). Об-щее количество занятых в России – 8 тыс.чел. ББХ намерен построить еще 2 завода – в Самаре и Хабаровске (доля «Орклы» – по 10 млн.долл.) и модернизировать Воронежский пивзавод (3,4 млн.долл.).

В последние несколько лет ББХ занимает ли-дирующее положение на рынке пива России, на предприятиях ББХ вырабатывается 33,4% всего объема пива. По оценке руководства «Орклы» об-щий объем инвестиций ББХ в Россию, начиная с 1995г., составил 783 млн.долл., доля самой компа-нии «Оркла» оценивается в 300 млн.долл. Обладает большими технологическими возможностями, финансируя капиталовложения за счет части при-были, получаемой от деятельности принадлежа-щих ей на долевых началах предприятий.

ПЕРУ

Электроэнергетический сектор Перу является одним из наиболее динамично развивающих-ся в течение последних двух лет. В 2002г. было вы-работано 20376,5 гвтч. (20736 гвтч. – в 2001г.), из них на гидроэлектростанциях было выработано 17596,6 гвтч., на теплоэлектростанциях – 2779,5 гвтч.

Электропроизводящие компании, в мвт.: Eietroperu – 582,5; Edegel – 366,8; Egenor – 220; Egasa – 53; Enersur – 90,3; Electroandes – 88,5; Empresa electrica Piura – 24,5; Cahua/CNP Energia – 49,4; Termoselva – 20,2; Egesur – 9,4; Electro Ori-ente – 23,1; San Gaban – 76,1; Electro Ucayali – 8,9; Egemsa – 59,4; другие – 29,3; всего – 1701,5.

Наряду с наличием в стране крупных ГЭС и ТЭС (мощностью 500 квт.), принадлежащих в ос-новной своей массе указанным выше компаниям и обеспечивающих электроэнергией основные промрайоны, а также области с наибольшей плот-ностью населения, в горных районах, в сельве и в с/х регионах используются 59 гидроэлектростан-ций малой мощности.

В соответствии с принятым в 2002г. минэнерго Планом развития энергетического сектора страны до 2015г. планируется строительство новых мик-роэлектростанций, особенно, в труднодоступных районах Перу. Вопрос находится в стадии изуче-ния и определения конкретных мест строительст-ва и определения потребностей конечного получа-теля электроэнергии.

Планом предусматривается использование экологически чистых и возобновляемых источни-ков энергии: термической, солнечной и ветряной.

На всей протяженности Западной Кордильеры было найдено 300 термальных источников, темпе-ратура воды в которых колеблется от 49° до 89°С. Начато исследование целесообразности строи-тельства термальных электростанций. Океанское побережье страны обладает большими возможно-стями в плане использования энергии ветра. В ме-стностях Малабриго, Сан Хуан де Маркона и Па-ракас скорость ветра достигает 8 м/с, а многолет-ние наблюдения за погодой показывают, что дан-ные ветры дуются в указанных районах в среднем 2480 час. ежегодно, что позволяет предположить экономическую целесообразность строительства там ветряных электростанций.

Действующие гидроэлектростанции

Департамент	Гидроэлектрост.	Мощн., квт.	Электроэн., квтч.
Амасонас	3	340	387
Анкаш	3	910	343,8
Апуримак	2	460	3074,7
Арекипа	7	1490	2500
Аякучо	8	1480	1240,5
Кахамарка	8	1300	1949,9
Куско	1	400	1546,9
Уанкавелика	7	480	6159
Уануко	2	480	0,0
Хуни	2	520	2032,4
Ла Либертад	3	640	0,0
Лима	7	1905	3690,2
Пиура	5	754	1927,3
Пуно	1	410	0,0
Всего	59	11569	24 852,4

Результат проведенных министерством энерге-тики и природных ресурсов исследований пока-зал, что в районе Сьерры уровень инсоляции по-верхности превышает 5 квтч/кв.м., а в Сельве ко-леблется между 4 и 5 квтч/кв.м., что создает реаль-ные предпосылки для строительства солнечных электростанций.

Проекты по строительству линий электропередач

Передав. напр., кв.	Протяж, км.	Год постр.	Департ.	
Reparticion-Majes	138	46	2001	Арекипа
Majes-Camana	138	65	2002	Арекипа
Iquitos-Nanta	138	80	2002	Икитос
Huallanca-Siguas-				
Tayabamba	138	105	2003	Анкаш
Tocache-Bellavista	138	149	2003	Сан Мартин
Oxapampa-Pichanaki-				
Satipo	138	122	2004	Хуни
Hantaro-Ayacucho	138	131	2005	Аякучо
Cajamarca Nueva-				
Caclic	138	138	2006	Амасонас
La Oroya-Tarma	138	32	2006	Хуни
El Reposo-Caclic-				Амасонас
Mayabamba	138	224	2007	и Сан Мартин
Nanta-Requena	138	90	2008	Икитос
San Gaban-Mazuko	138	222	2009	Укайли
				Сан Мартин
Tarapoto-Yukimaguas	138	95	2010	и Икитос

В Перу произведено разделение производящих и передающих компаний. Выделено 3 передающих компании Etenor, Eteson и Etesur, обеспечивающих передачу и распределение электроэнергии в северном, центральном и южном регионах страны. Указанные передающие предприятия являются самостоятельными единицами. Все принадлежащие указанным компаниям электросети объединены в Национальную энергетическую систему (НЭС), позволяющую обеспечивать электроэнергией всех подключенных потребителей с учетом возникновения пиковых нагрузок.

По данным министерства энергетики и природных ресурсов Перу НЭС охватывает 79% всех имеющихся в стране потребителей. В соответствии с Планом развития энергетического сектора до 2015г. планируется увеличить снабжение электричеством местного населения и довести охват потребителей до 90%. Конечному потребителю будет передаваться 3,5 гвт. электроэнергии, из которых 1,95 гвт. будет вырабатываться путем сжигания природного газа, 150 мвт. за счет сжигания мазута, 125 мвт. на станциях, сжигающих каменный уголь и 1,3 гвт. на гидроэлектростанциях.

Помимо указанных выше линий планируется строительство ЛЭП, соединяющих Трухильо-Кахамарку-Каруакеро-Чиклайо, с передаваемым напряжением 220 кв. В Сьерре планируется завершить строительство линии Ла Оройа-Карумайо-Паргша-Дерив с передаваемым напряжением 220 кв. В центральном районе, с учетом хорошо развитой структуры линий электропередач до 2010г. основной упор планируется сделать на переоборудование имеющихся ТЭС на использование в качестве топлива природного газа с месторождения Камисеа.

В долгосрочной перспективе (2010-15гг.) основное внимание будет сосредоточено на строительстве линии высокого напряжения, которая соединит центральный регион страны с ее южными районами (г.г.Мантаро-Сорабайо). В соответствии с данным планом развития энергетического сектора инвестиции в строительство указанных проектов составляет в 2002-15гг. 6-8 млрд.долл.

Российские компании имеют широкие перспективы для выхода на местный рынок. Основными направлениями услуг могут быть – строительство ЛЭП, работы по переоборудованию имеющихся ТЭС на использование в качестве топлива природного газа, а также строительство ГЭС малой мощности. При поставке генерирующего оборудования его необходимо будет дополнительно комплектовать промышленными преобразователями частоты высокой мощности, поскольку российские электрогенераторы рассчитаны на выработку переменного электрического тока частотой 50 гц, в то время как в Перу повсеместно используется ток с частотой 60 гц.

ПОРТУГАЛИЯ

Португалия располагает значительным потенциальным запасом энергии рек, пересекающих страну с запада на восток. Основное количество гидроэлектростанций расположено в северной части страны. Развитие гидроэнергетики осуществляется в рамках совместной с Испанией программы освоения гидроэнергоресурсов Пиренейского п-ва, т.к. все основные реки – Доуру, Те-

жу, Гуадиана, Минью берут начало на территории Испании.

Реализуется проект строительства ГЭС Алкева на р.Гуадиана (восточная граница с Испанией) мощностью 236 мвт. Основное количество электроэнергии вырабатывается на ТЭС. Португалия не располагает пригодными для разработки запасами ископаемых энергоресурсов, поэтому вынуждена импортировать ежегодно 8-10 млн.т. нефти и 2-3 млн.т. угля. Основными поставщиками нефти в Португалию традиционно являются Саудовская Аравия и Нигерия. В 2001-02гг. третьим условным поставщиком сырой нефти и нефтепродуктов стала Россия. Использование возобновляемых видов энергии в Португалии развито слабо.

Энергетическая политика страны находится в ведении Главного управления энергетики минэкономики Португалии. Национальная энергетическая система (SEN) состоит из двух крупных блоков: Государственной системы энергообеспечения (SEP) и Независимой энергосистемы (SEI).

Энергетический баланс Португалии

	Ед.		Изм в %
	2001	2002	
Произведено на ГЭС	гвтч.....13394	7261-46
- станции Порт. конф.	гвтч.....12607	6764-46
- станции независ. энергосист.	гвтч.....787	497-37
Произведено на ТЭС	гвтч.....24313	29357+21
- станции Португальской конфедерации	гвтч.....14340	17437+22
- Тападу де Оутейруг	гвтч.....30	44+50
- Каррегаду (всего),	гвтч.....1511	2408+59
- из них на природном газе	гвтч.....222	590+165
- Баррейру	гвтч.....211	249+18
- Сетубал	гвтч.....3861	5191+34
- Синеш	гвтч.....8677	9532+10
- Газовые турбины	гвтч.....50	13-74
Тежу Энергия (Пегу)	гвтч.....4022	4794+19
- Турбагаш (т. Отейру)	гвтч.....5951	7126+20
Произведено электроэнергии, всего	гвтч.....37707	36618-2,9
Внешнеторговое сальдо	гвтч.....239	1899+694
Импорт (физическое перемещение)	гвтч.....3741	5329+42
Экспорт (физическое перемещение)	гвтч.....3502	3430-2
Получено электроэнергии в особом режиме: ..	гвтч.....2554	2827+11
- ГЭС	гвтч.....671	712+6
- ТЭС	гвтч.....1645	1776+8
- ветряные электростанции	гвтч.....238	340+43
Потреблено электроэнергии на ГЭС	гвтч.....485	670+38
Потреблено электроэнергии, всего	гвтч.....40015	40674+1,6
Имеющиеся мощности	мвт.....9040	8981-0,7
- ГЭС	мвт.....4185	4127-1,4
- ТЭС	мвт.....4855	48550
Потребление энергоносителей			
- уголь	тыс.т.....4788	5401+13
- мазут	тыс.т.....1342	1780+33
- дизельное топливо	ккал.....20,83	7,33-65
природный газ	млн.куб.м.....1066	1348+26
Запасы энергоносителей на конец года			
- уголь	тыс.т.....886	918+4
- мазут	тыс.т.....163	279+71
Отчет АО «Национальная электрическая сеть» (REN) за 2002г.			

SEP включает в себя Национальную сеть транспортировки электроэнергии (RNT), которая эксплуатируется в концессионном режиме акционерным обществом «Национальная электрическая сеть» (REN), систему производителей электроэнергии и сети распределения, которые работают на основе лицензий. Производители электроэнергии связаны с концессионером Национальной се-

ти транспортировки электроэнергии исключительно на коммерческой основе посредством долгосрочных контрактов. Сеть распределения обязана обеспечивать потребителей электроэнергией в соответствии с тарифами и установленными правилами,

Независимая энергосистема имеет в своем составе производителей электроэнергии (возобновляемые источники энергии и генераторные группы), которые работают в особом режиме и передают электроэнергию в Госсистему энергообеспечения на основе отдельной нормативной базы. Независимая энергосистема объединяет обособленных производителей электроэнергии, обособленную систему распределения и обособленных потребителей. Сети Государственной системы энергообеспечения используются на основе установленных тарифов.

Регулирование экономических аспектов производства, транспортировки и распределения электроэнергии в рамках Государственной системы энергообеспечения, а также коммерческих взаимоотношений с независимой энергосистемой осуществляет смешанная государственно-коммерческая структура «Орган регулирования сектора электроэнергетики».

Национальная сеть транспортировки электроэнергии включает 44 подстанции, 4 станции прерывания и трансформационный блок мощностью 16863 мвт. Общая протяженность ЛЭП составляет 6014 км., из которых 1235 км. — напряжением 400 кв., 2418 км. — напряжением 220 кв. и 2361 км. — напряжением 150 и 130 кв.

В 2002г. Португалия произвела 36618 гвтч. электроэнергии. По сравнению с 2001г. (37707 гвтч.) уменьшение составило 2,9%. Потребление электроэнергии возросло на 1,6% и составило 40674 гвтч. против 40015 гвтч. в 2001г. При сохраняющейся общеевропейской тенденции к росту потребления электроэнергии со среднегодовым показателем 1% (в 1990-99гг.), Португалия увеличивала использование электроэнергии ежегодно на 4,5%, а в 2000 и 2001гг. на 6% и 5,5%. Уровень потребления электроэнергии на душу населения продолжает оставаться более низким, чем в других странах ЕС.

Основные объемы (1999г. — 80,2%, 2000г. — 69,2%, 2001г. — 64,5%, 2002г. — 80%) вырабатываются ТЭС, работа которых базируется на импортируемых энергоносителях.

В Португалии насчитывается 140 ТЭС различной мощности. От таких больших, как Алту Линдосу (630 мвт.), Миранда (369 мвт.), Вилейра (240 мвт.) и Каштелу ду Боду (139 мвт.) до небольших, мощностью не более 1 мвт. В 2002г. ТЭС страны произвели 7261 гвтч. электроэнергии против 13394 гвтч. в 2001г., уменьшение составило 54,2%.

Производство электроэнергии на тепловых электростанциях. Наиболее крупные: Каррегаду, работающая на мазуте, Синеш и Пегу, использующие уголь, и Тападу ду Оутейру, работающая на природном газе. В перспективе, с учетом разработки национального газового месторождения в р-не г.Калдаш да Райнья, планируется все крупные ТЭС страны перевести на природный газ, для чего создается национальная система трубопроводов для подачи газа к потребителям. Получит развитие производство электроэнергии из возобновляемых источников (ветроэлектростанции).

В 2002г. на ТЭС страны было произведено 29357 гвтч. электроэнергии против 24313 гвтч. в 2001г.; прирост составил 20,7%.

Румыния

В апр. 2002г. срочным распоряжением правительства Румынии была введена в действие система контроля наличия запасов топлива на ТЭС. Документом предусмотрено, что 50% этих запасов будет финансироваться государством через Агентство национальных резервов, а остальные 50% — частным сектором.

Заметный прогресс достигнут в области конкурентоспособности и организации внутреннего рынка энергии. В соответствии с постановлением правительства от янв. 2002г. рынок электроэнергии открывается на 33% с перечислением конкретных поставщиков и покупателей.

Цены на электроэнергию за год неоднократно повышались и в основном покрывают затраты на производство. Цены были также индексированы в соответствии с ростом курса доллара во избежание отрицательного влияния на них роста инфляции.

В марте 2002г. премьер-министром была введена должность президента национального Агентства по регулированию электроэнергии. Это позволило расширить самостоятельность этого органа и обеспечить его большую независимость от минпрома. Региональные предприятия по распределению электроэнергии уже подготовлены к приватизации.

С 1 фев. 2003г. электросети Румынии были подключены к сетям Западной Европы. Официальное объявление Румынии полноправным членом Объединения по координации транспортировки энергии (UCTE) состоится в мае 2003г.

Что касается газа, то здесь степень открытости рынка увеличилось с 10 до 25% и уполномоченный по регулированию рынка отобрал 45 платежеспособных клиентов. Как и в электроэнергетике, цены на газ неоднократно повышались с целью покрытия расходов на производства и были индексированы по мере роста курса доллара.

Правительством был принят ряд мер по погашению задолженности за поставки энергии. Однако этот вопрос трудно решается в госсекторе (госпредприятия, местные органы, бюджетные учреждения). В области нефти и твердого топлива существенных изменений не наблюдалось.

В области атомной энергетики Румыния эксплуатирует на АЭС Чернаводэ один реактор типа Candu канадского производства номинальной мощностью 700 мвт. На блоке 1 АЭС «Чернаводэ» производится 11% всей электроэнергии страны. Блок 2 намечено сдать в эксплуатацию в 2005-06гг.

Что касается ядерной безопасности, то Румыния продолжает работу над законодательной базой в этой области, однако практически отсутствует нормативно-правовая база в области осуществления контроля за радиоактивными веществами и утилизацией отработанных ядерных отходов.

Законодательство в этой области должно быть приведено в соответствие с европейским после принятия Румынией в сент. 2000г. стандартов Евроатома относительно норм радиологической безопасности и в фев. 2002г. относительно международного транзита ядерных материалов по территории Румынии.

Запасы основных первичных энергоресурсов в 2002г. составили 37857,2 тыс.т. (эквивалент нефти 10000 ккал/кг), в т.ч. 24745,8 тыс.т. внутреннего происхождения, снизившись на 4% по сравнению с 2001г., в условиях уменьшения производства на 7% и увеличения импорта на 2,1%.

	Первичные энергоресурсы		2002г.		2002/01 в %	
	всего	пр-во	имп.	всего	пр-во	имп.
Уголь, тыс.т.	34118,7	30446	3672,7	94	91,5	121,8
Нефть, тыс.т.	11550,6	5839,9	5711	99,9	97,1	103,1
Газ прир., млн.куб.м.	16451,5	12679,3	3772,2	96,5	89,1	133,7
Электроэн. ГЭС, АЭС и в счет импорта, млн.квтч.	22036,4	21600,6	435,8	104,3	106,1	56,8
Нефтепрод. имп., тыс.т.	1844	-	1844	68,8	-	68,8

Общее количество выработанной электроэнергии составило 54734,9 млн.квтч. или на 2% больше показателей 2001г. (выработано на ТЭЦ – 60,5%, что на 0,4% меньше, чем в 2001г.; ГЭС – 29,4%, что на 7,8% больше, чем в 2001г.; АЭС – 11%). Годичное потребление энергии составило 44851,3 млн.квтч. или на 1,1% ниже пред.г. Потребление электроэнергии в экономике снизилось на 1,5%, государственном освещении – увеличилось на 5,4% и увеличилось на 0,4% в потреблении ее населением.

Электроэнергетика

В июне 2002г. правительством Румынии одобрена Стратегия развития энергетического сектора на период до 2015г., направленная на укрепление энергетической безопасности страны путем организации рационального использования имеющихся ресурсов и предусматривающая увеличение суммарной мощности национальной энергетики с 16,8 тыс.мвт. в 2002г. до 19,1 тыс.мвт. в 2015г.

Подготовленный министерством промышленности и ресурсов материал включает в себя анализ состояния отрасли на момент прихода к власти нынешнего руководства и тенденции ее развития в 2001-02гг.; рекомендации по исправлению ошибок и меры по обеспечению сбалансированной энергетической политики; основные направления энергетической стратегии на долгосрочную перспективу.

Команда А.Нэстасе весьма критически оценила деятельность своих предшественников, разделивших национальную энергетическую систему на три фактически конкурирующих между собой сектора – тепло-, гидро- и атомную энергетику, которые, по мнению нынешнего правительства, не только не должны противопоставляться, но, напротив, необходимо добиваться их взаимодополняемости. Во-вторых, в 1999-2000гг. по предвыборным соображениям установленные в румынских леях цены на электроэнергию были заморожены, в результате чего они оказались ниже себестоимости, и в конечном итоге это привело к серьезным убыткам государственной компании «Термоэлектрика». Все это, наряду с пренебрежительным отношением к угольной отрасли и атомной энергетике, бездействием в плане наращивания мощностей подземных хранилищ природного газа, только усугубило ситуацию, привело к сворачиванию инвестиций, обострению соцпроблем.

С приходом к власти правительство А.Нэстасе попыталось произвести кое-какие преобразования для исправления положения. Были сосредото-

чены усилия на реконструкции и модернизации 18 ТЭС (общая стоимость работ оценивается в 20 млн.долл.), решен вопрос с продолжением работ на 2 энергоблоке АЭС Чернаводэ (ввод в эксплуатацию намечен на 2005г.), запущен процесс приватизации системы линий электропередач. Ведутся работы по модернизации трансформаторных станций с прицелом на подключение национальной энергетической системы к европейской сети УСТЕ. Значительные суммы (15 млн.долл. в 2002г. – вдвое больше, чем в предыдущие годы) выделены на развитие угольной отрасли. Удалось увеличить мощности подземного газохранилища в Билчурешть с 600 до 800 млн.куб.м., и ведутся работы по их расширению еще на 400 млн.куб.м. Достигнута договоренности с компаниями из США и Германии о внедрении новых технологий в области газодобычи и разработке на территории Румынии новых месторождений природного газа. Среди «достижений» отмечается и факт переговоров о создании «Ромгазом» и «Газпромом» СП для прямых поставок газа из России и его реализации румынским потребителям.

В основу стратегии развития румынской энергетики на долгосрочную перспективу заложена необходимость модернизировать имеющиеся и создавать новые мощности по производству электроэнергии, ориентированные на собственные энергетические ресурсы (уголь, ядерное топливо, природный газ, мазут, гидроресурсы), которые должны обеспечить две трети потребностей отрасли. Оставшуюся треть придется покрывать за счет импорта.

Существенным элементом новой стратегии стала переоценка роли угольной отрасли, потенциал которой, по мнению нынешнего министра промышленности и ресурсов Д.Попеску, далеко не исчерпан. Запасов угля хватит еще как минимум на 50 лет при темпах добычи на уровне 30 млн.т. в год. Это в какой-то мере позволит снять остроту социальных проблем в шахтерских регионах.

В области теплоэнергетики намечено продолжить модернизацию имеющихся ТЭС, а также строительство новых станций, разрабатываются планы создания энергетических комплексов на базе угольных шахт в Ровинарь, Турчень и Парошень. Внутри данного сектора планируется создать две-три конкурирующие между собой компании под контролем министерства промышленности и ресурсов.

В гидроэнергетике предполагается также провести реконструкцию и модернизацию наиболее крупных станций и создать новые мощности порядка 900 мвт. Составлен список из 36 ГЭС, находящихся на различных стадиях строительства, с целью поиска потенциальных инвесторов.

В атомном секторе намечено завершить к 2005г. работы на 2 энергоблоке АЭС Чернаводе, а к 2015г. – ввести в эксплуатацию 3 и 4 блоки.

Таким образом, предполагается, что и в дальнейшем на долю ТЭС будет приходиться более половины (55-60%) производимой в Румынии электроэнергии, 35% будет вырабатываться на ГЭС. На атомную энергетику в наст. вр. приходится 4% производства, однако с вводом в эксплуатацию новых энергоблоков на АЭС Чернаводэ правительство рассчитывает увеличить к 2015г. этот показатель до 15%.

Что касается системы линий электропередач, планируется приватизировать все 8 филиалов распределительной сети путем привлечения частного капитала к участию в госпредприятиях на долевых началах, что, по замыслу авторов, с одной стороны, должно обеспечить приток необходимых инвестиций, а с другой — позволит удержать контроль над тарифами и избежать их чрезмерных скачков.

Интерес к участию в приватизации румынской системы распределительных сетей уже проявили такие компании как RWE, E.ON и EnBW (Германия), Union Fenosa (Испания), Electricite de France (Франция), United Utilities (Великобритания).

Планами правительства предусмотрена приватизация к 2004г. и до 25% сферы производства электроэнергии, прежде всего путем создания СП с участием иностранного капитала (предпочтительно с компаниями, осуществляющими модернизацию данного объекта).

Согласно отчету, подготовленному компанией «Трансэлектрика», к 1 фев. 2003г. намечено осуществить подключение Румынии к энергетической системе ЕС, что, как ожидается, хотя и обойдется Бухаресту в 500 млн.долл. (65 млн.долл. уже вложены в модернизацию трансформаторных станций), зато откроет доступ к более дешевой электроэнергии — 30 евро/мвтч. (в наст. вр. румынским промышленным потребителям она обходится в 50 евро/мвтч.).

Общие потребности национальной энергетики в инвестициях оцениваются правительством в 3,6 млрд. евро. Их поиск является одной из ключевых задач и немалые надежды в этом плане здесь возлагаются на внешние источники — кредиты международных финансовых структур и прямые иноинвестиции.

За счет кредитов ЕБРР и ЕИБ осуществлена модернизация ТЭС в Турчень. Стоимость работ, проводимых с 1995г., составила 187 млн.долл.

При участии транснационального концерна VA Tech Hidro и ряда румынских машиностроительных предприятий ведутся работы по модернизации ГЭС «Железные Ворота-1», проект рассчитан на период до 2005г., стоимость — 180 млн. швейцарских франков. В результате суммарная мощность 6 энергоблоков станции должна возрасти до 1170 мвт.

Для завершения работ на 2 энергоблоке АЭС Чернаводэ Румыния рассчитывает получить до конца 2002г. кредит от КЕС (по линии «Евратома») на 237 млн. евро с погашением в течение 15 лет поставками электроэнергии.

В проекте по созданию энергетического комплекса в Ровинарь (общая стоимость проекта — 700 млн.долл.) предполагается участие турецких компаний. Активный интерес к румынской энергетике проявляют инвесторы из Германии и Израиля.

Похоже, начинают осознавать необходимость внимательнее присмотреться к этому сектору и российские компании, тем более, что значительная часть румынских энергетических объектов была в свое время построена при техническом содействии СССР и ныне нуждается в модернизации. Из позитивного опыта последних лет можно отметить поставки российского энергетического оборудования для ТЭС «Минтия-Дева» в соответствии российско-румынским межправительствен-

ным соглашением об урегулировании задолженности бывшего СССР перед Румынией в переводных рублях.

Прорабатывается вопрос о направлении в Бухарест делегации экспертов по линии ФУП «Техпромэкспорт» для изучения на месте возможностей российского участия в модернизации румынской энергетики.

СИРИЯ

Сирия продолжает развивать отношения с Арабским фондом экономического и социального развития (АФЭСР). В фев. 2002г. премьер САР М. Миро провел переговоры с председателем совета директоров АФЭСР А. Хамадом, в ходе которых обсуждались вопросы сотрудничества во всех областях и финансирование строительства ряда промобъектов в Сирии (электростанций, промышленных зон, заводов по переработке твердых отходов).

АФЭСР согласился профинансировать строительство трансформаторной подстанции 66 кв. и поставку электрооборудования для обеспечения энергопитания строящегося индустриального г.Хассия г.Хомса. По проекту в этой индустриальной зоне должны быть созданы текстильное, химическое, пищевое производства, предприятия легпрома.

В 2002г. продолжалась работа по реализации проекта строительства двух подстанций закрытого типа с газонаполненными распределительными напряжениями 230/66/20 кв., финансируемых займом Европейского инвестиционного банка (ЕИБ) в 62 млн.долл.

По другому проекту планируется строительство шести обычных подстанций открытого типа 230/66 кв. Проект финансируется Европейским инвестиционным банком (ЕИБ), который 5 фев. 2001г. согласился представить 115 млн. евро (107 млн.долл.) на развитие местной электросистемы. Это второй займ ЕИБ, направленный на модернизацию сирийской энергосистемы. По заявлению руководителей банка, «с учетом отсутствия местного финансового сектора и трудностей инвестирования в инфраструктуру, ЕИБ предпочитает оказывать поддержку в тех отраслях, где явно просматривается техническая и экономическая целесообразность».

Оба проекта являются частью программы, оцениваемой в 349 млн. евро (326 млн.долл.), завершить выполнение которой планируется в конце 2005г. и которая включает строительство 41 подстанций, а также установку ЛЭП напряжением 66 кв. и 20 кв. и прокладку подземных кабелей. Проект будет осуществляться под контролем минэлектроэнергетики Сирии.

На состоявшихся во II пол. 2002г. в Дамаске переговорах с ЕИБ были рассмотрены и утверждены меры по реализации двух ранее подписанных с ЕИБ соглашений по финансированию энергетических проектов на 190 млн. евро. Обсуждался проект объединенной энергосистемы, которая должна соединить электросети 6 стран региона.

В 2002г. продолжались финансовые и технические согласования по реализации совместного сирийско-иорданского проекта по строительству плотины и ГЭС на р.Ярмук. Стоимость проекта составляет 250 млн.долл. будет финансироваться

Арабским фондом социального и экономического развития и Исламским банком развития. Благодаря плотине высотой в 100 м. будет создан запас воды в 222 млн.куб.м. Из этого объема Сирия использует 5% для орошения своих земель, расположенных ниже плотины, а также 80% электроэнергии, которая будет вырабатываться ГЭС. На долю Иордании будет приходиться 95% созданных водных запасов и 20% вырабатываемой электроэнергии.

США

Энергетика Калифорнии

Производственные и распределительные системы в нефтяной, газовой и электроэнергетической отраслях промышленности США включают в себя предприятия, специализирующиеся на добыче и переработке продукции в указанных сферах, компании различной организационно-правовой формы, занятые в области транспортировки, хранения и продажи произведенной продукции. Данные системы представляют собой структуру технологически связанных между собой вертикально интегрированных компаний, осуществляющих производство энергии, ее передачу и распределение по конечным потребителям.

Имеются два типа предприятий, производящих электроэнергию и газ, которые либо находятся в собственности компании, либо управляются ими: предприятия системы коммунального хозяйства (utilities) и предприятия, которые не входят в эту систему (nonutilities). Системы распределения электроэнергии и природного газа и взаимодействия между производителями, дистрибуторами и потребителями в этих сферах, в целом, идентичны, хотя имеют некоторые особенности. Много общего имеют между собой и производственные системы добычи, переработки и транспортировки нефти и газа.

Нефтяная промышленность США имеет широко разветвленную структуру. Она включает предприятия, специализирующиеся на геологоразведке и разработке месторождений, добыче нефти, ее транспортировке к потребителям, нефтепереработке, транспортировке и хранении полученных нефтепродуктов. США удовлетворяют потребности в сырой нефти за счет собственного производства на 55%. Остальная часть нефти ввозится из Мексики, Саудовской Аравии, Канады, Венесуэлы и ряда других стран. В стране насчитывается 150 нефтеперерабатывающих заводов, причем за последние 20 лет их количество сократилось на 50%. В предстоящие 20 лет потребление нефти увеличится на 30%. Принимая во внимание перегрузки устаревших производственных мощностей в нефтепереработке Соединенным Штатам придется столкнуться с необходимостью их существенного расширения и обновления.

Одним из крупнейших рынков нефти и нефтепродуктов США является рынок штата Калифорния. Он контролируется шестью крупнейшими компаниями, на которые приходится 93% этого рынка: «АРКО/Би-Пи/Амоко» – 22,6%, «ШевронТексако» – 19,9%, «ЭквилонШелл» – 15,8%, «ЭкссонМобил» – 9,7%, «ТоскоЮнокал» – 7,7%, «Валеро» – 7,3%. Большинство из перечисленных компаний относится к вертикально интегриро-

ванным, в которых в единой технологической цепи связаны их предприятия, начиная от добычи нефти, ее переработки и продажи нефтепродуктов оптом и в розницу через существующую сеть.

Газпром США имеет трехуровневую структуру. На первом уровне находятся компании, ведущие геологоразведку и разработку месторождений природного газа. На втором – компании, контролирующие магистральные газопроводы от месторождений к районам массового потребления этого вида углеводородного топлива (всего таких компаний насчитывается 180). Третий уровень формируют распределительные компании, доставляющие газ непосредственно потребителям (их всего – 120).

Американский газовый сектор значителен по масштабам и капиталовложениям. Его совокупные активы превышают 250 млрд.долл., а общая протяженность газопроводной транспортной системы составляет 2,3 млн.км., причем основная ее часть приходится на распределительные трубопроводы. Газовая отрасль США располагает 400 подземными газохранилищами, большинство из которых расположены в непосредственной близости от конечных потребителей этого продукта. В периоды непиковой нагрузки в эти хранилища закачивается газ, который забирается во время наибольшего потребления. В ближайшие 20 лет оптопробление газа в США увеличится на 50%.

Шт. Калифорния является крупнейшим рынком не только нефти, но и газа. Газовый рынок этого штата контролируется пятью компаниями, на долю которых приходится 99% всей добычи и транспортировки газа в нем: Pacific Gas and Electric, Long Beach Gas, San-Diego Gas and Electric, South-West Gas Corporation и Southern California Gas.

Предприятия электроэнергетической сферы осуществляют три основные функции: производство электроэнергии, ее передача и распределение по конечным потребителям. Распределение электроэнергии осуществляется с помощью заключенных в единую систему токогенерирующих мощностей, линий электропередач и распределительных сетей. Линии высокого напряжения составляют 250 тыс.км. Планируется произвести реконструкцию и расширить сеть ЛЭП, а также ввести в строй 1800 новых электростанций, большинство из которых будет работать на угле.

Частным компаниям в области электроэнергетики принадлежит 75% рынка электроэнергии и прибыли всей отрасли. Эти компании концентрируются в крупнейших индустриально развитых районах по всей территории США, за исключением шт. Небраска. В шт. Гавайи все действующие компании в области электроэнергетики являются частными.

В коммунальном секторе электроэнергетики существуют следующие типы компаний, классифицируемые в зависимости от характера их собственности (electric utilities): компании, принадлежащие инвесторам (investor-owned); государственные (некоммерческие) компании (publicly owned); кооперативы (cooperatives); госкомпании (federal). Существуют компании-производители электроэнергии не занятые в коммунальной сфере (nonutility power producers).

Государственные электроэнергетические компании коммунального сектора работают по прин-

ципу некоммерческих организаций, созданных для обслуживания отдельных районов и близлежащих потребителей. Они подразделяются на производящие электроэнергию и не производящие ее (в отличие от частных компаний, которые владеют производством и распределением электроэнергии). Компании, не производящие электроэнергию, составляют половину всех компаний этого типа.

Предприятия системы коммунального хозяйства владеют 70% линий электропередач, 13% находится в ведении федеральных служб и 14% – в ведении кооперативов и местных властей. Четверть предприятий системы коммунального хозяйства из 3200 являются производителями электроэнергии. Большинство являются ее эксклюзивными дистрибуторами, закупающими электроэнергию на оптовом рынке с целью ее продажи потребителям, часто по собственным линиям передач.

Кооперативные предприятия системы коммунального хозяйства находятся во владении членов кооператива. Крупнейшими заемщиками таких предприятий являются: Национальная финансовая кооперативная корпорация коммунального хозяйства для отдаленных районов (National Rural Utilities Cooperatives Finance), Федеральный финансовый банк (Federal Financing Bank) и Банк для кооперативов (Bank for Cooperatives).

Предприятия, не входящие в систему коммунального хозяйства (nonutilities), это частные предприятия, которые производят электроэнергию для собственных нужд и/или для продажи предприятиям системы коммунального хозяйства или компаниям, специализирующимся в других отраслях промышленности США.

Вопросы производства и распределения электроэнергии находятся под юрисдикцией действующей в каждом штате комиссий по вопросам коммунальных хозяйств (state public commissions). Эти комиссии устанавливают тарифы на электроэнергию и выполняют регулирующие функции в отношении производства, передачи и распределения электроэнергии между конечными потребителями.

После энергетического кризиса в Калифорнии проведены серьезные изменения в системе электроэнергетики данного штата. Число крупнейших компаний-поставщиков электроэнергии в штате Калифорния после энергетического кризиса в нем сократилось до трех: Pacific Gas and Electric, Edison и San-Diego Gas and Electric. Им принадлежит 80% линий электропередач в штате. За бесперебойное функционирование ЛЭП отвечает Калифорнийский независимый оператор системы (California Independent System Operator) – некоммерческая общественная корпорация, в компетенцию которой входит также мониторинг за ценами на электроэнергию.

Цены на энергетическую продукцию для ее конечных потребителей складываются из: операционных расходов (расходы, связанные с приобретением топлива для ее производства, передачей и распространением энергии, содержанием необходимых служб, в т.ч. для реализации продукции, а также стоимость рабочей силы и административные расходы), эксплуатационных расходов, амортизационных отчислений, налогов на прибыль будущих периодов, федеральных и местных налогов на энергоносители и нормы прибыли.

Данные о структуре затрат, учитываемых в тарифах на электроэнергию и газ, в официальных источниках США не публикуются. На основании обработки данных, полученных от профильных научных институтов, ведущих суммарные расчеты 210 компаний, занятых в производстве электроэнергии, и 52 компаний – в газовой отрасли, можно сделать вывод о том, что 80% затрат, учитываемых в тарифах на электроэнергию и газ, приходится на ее производство и 18% – на ее передачу. Структура затрат по электроэнергии: операционные расходы – 66,5% (из них 25% приходится на топливо), эксплуатационные расходы – 6%, амортизационные отчисления – 10,3%, налоги – 16,7%, прочие расходы – 0,5%. Данные о затратах на оплату труда считаются конфиденциальными.

Что касается структуры затрат, учитываемых в тарифах по природному газу, то здесь на операционные расходы приходится 80,2% (в т.ч. 40% – на топливо), эксплуатационные расходы – 2,6%, амортизационные отчисления – 6,3%, налоги – 10,4%, прочие расходы – 0,5%.

Издержки по отдельным составляющим цен на энергетическую продукцию в разных штатах различны, что ведет к заметному разбросу цен в зависимости от места производства. В отдельных штатах степень регулирования цен на энергетическую продукцию также существенно различна. В шт. Калифорния основным ценообразующим фактором в топливно-энергетическом комплексе является рыночная стоимость энергоносителей. И здесь существуют государственные структуры, контролирующие ситуацию на этом рынке. Общественная комиссия по коммунальным услугам штата может одобрить или отклонить любые изменения цен на коммунальные услуги. Осуществляется также мониторинг за ценами на электроэнергию.

В Калифорнии цены на электроэнергию для конечных потребителей вдвое превышает стоимость ее производства. В эту цену включается затраты на доставку до потребителя (75% от стоимости производства), стоимость транспортировки (16%), сбор на общественные нужды (1%), дополнительный сбор (20%). В конечную стоимость газа для потребителей в этом штате, помимо стоимости выработки и транспортировки, включается еще и сбор на общественные нужды в 3%.

Ключевую роль в регулировании процессов ценообразования в энергетическом секторе США играет Федеральная комиссия по регулированию энергетики. В 2000г. она предложила внести изменения в систему продаж и ценообразования на оптовом энергетическом рынке Калифорнии, в котором сложилась напряженная ситуация с энергообеспечением. В результате оптовая цена на электроэнергию бала ограничена верхним пределом в 150 долл. за 1 мвтч. на 2-летний период.

В соответствии с одним из изданных Комиссией приказов (1996г.) предприятиям топливно-энергетического комплекса было разрешено соотносить на затраты, помимо общепринятых в западной системе бухучета, «неоплаченные затраты», которые вызывали большую озабоченность у предприятий данного сектора. Под такими затратами понимаются издержки, понесенные предприятием в связи с необходимостью предоставления услуг конкретному потребителю, которые не могут быть покрыты, если этот потребитель пред-

почел альтернативного поставщика электроэнергии. Приказ позволяет покрывать неоплаченные затраты за счет их отнесения на потребителей, акционеров, налогоплательщиков и/или поставщиков, не входящих в систему коммунального хозяйства. По приказу разрешено соотносить на затраты внесение потребителями специального платежа при переключении на другого поставщика.

Госэнергорегулирование

Органам госуправления принадлежит заметная роль в планировании и регулировании деятельности энергетического сектора США, несмотря на проходящие в нем в последние годы процессы дерегулирования. Эти функции осуществляются на федеральном уровне, на уровне штатов и местных органов власти. Оптовая передача электроэнергии регулируется на федеральном уровне, ее распределение между розничными потребителями – на уровне штатов. Вопросы транспортировки энергоносителей по трубопроводам регулируются как на федеральном уровне, так и на основании законодательства отдельных штатов.

Хотя основной объем производственной деятельности в энергетическом секторе осуществляется частными коммерческими предприятиями, характерной особенностью является то, что под прямым госуправлением и контролем продолжают находиться многие крупные тепловые и гидроэлектростанции, магистральные линии электропередач, региональные распределительные энергетические сети, а также обширные военно-стратегические топливные резервы и месторождения энергетического минерального сырья.

В соответствии с действующим законодательством основная административная ответственность за выработку долгосрочной энергетической стратегии и реализацию национальной энергетической политики возложена непосредственно на главу исполнительной власти в лице президента страны и на 6 федеральных ведомств – минэнерго, минторг, госдепартамент, минсельхоз, МВД, а также Агентство по охране окружающей среды. Указанные ведомства контролируют реализацию исследовательских программ в области совершенствования традиционных энергетических технологий, использования возобновляемых энергоносителей и атомной энергии, энергосбережения в быту, в промышленности и на транспорте, а также по переработке отходов и охране окружающей среды. На минэнерго приходится основной объем текущего целевого федерального финансирования энергетической страны. Именно эта правительственная структура играет ключевую роль в современной системе госконтроля и перспективного планирования развития всего американского энергетического комплекса. Через указанное министерство осуществляется косвенное регулирование данной отрасли путем выделения еще 23 млрд.долл. в год в форме налоговых скидок предприятиям частного бизнеса.

Федеральные расходы на энергетику США,

в млн.долл. в текущих ценах

1997г. 1998г. 1999г. 2000г. 2001г. 2002г. 2003г.*

Бюджетные расходы.....42222823 ...35003164311130153009

Прямое кредитование ..10291992 ...15621401133712251451

* запланировано

Основным органом, определяющим общегосударственную политику в данной области, является

независимое агентство в системе минэнерго – Федеральная комиссия по регулированию энергетики (Federal Energy Regulatory Commission, FERC), в полномочия которой входит регулирование транспортировки и продажи природного газа, транспортировки нефти по трубопроводам, передачи и оптовой продажи электричества во внутренней торговле на уровне штатов. FERC выдает лицензии и инспектирует частные, муниципальные и принадлежащие штатам гидроэнергетические объекты, осуществляет надзор за вопросами, связанными с экологией на таких объектах, контролирует финансово-бухгалтерскую отчетность и деятельность юридических компаний в отрасли, согласовывает выделение строительных площадок под объекты энергетики, издает нормативные документы акты касательно оборота энергоносителей.

Деятельность FERC базируется на хорошо разработанной правовой базе. В области гидроэнергетики ключевыми являются законы, регулирующие различные аспекты деятельности частных гидроэнергетических объектов, которые затрагивают судоходные водные магистрали, использование федеральных земель и водных ресурсов государственных дамб, интересы внутренней торговли между штатами – Federal Power Act 1935г., Public Utility Regulatory Policies Act 1935, Electric Consumers Protection Act 1986г., Energy Policy Act 1992г. Одной из приоритетных задач Комиссии на этом направлении является обеспечение безопасности дамб.

К наиболее важным законам, в соответствии с которыми Комиссия осуществляет регулирование работы газовой отрасли, являются Natural Gas Act 1938г., Natural Gas Policy Act 1978г., Outer Continental Shelf Lands Act, Natural Gas Wellhead Decontrol Act 1989г., Energy Policy Act 1992г. На основании указанных законов регулируется строительство трубопроводов и транспортировка газа во внутренней торговле. Частные компании, осуществляющие строительство, эксплуатацию и обслуживание трубопроводов внутри страны, обязаны получать в Комиссии необходимые сертификаты. В сферу ее деятельности входят строительство и эксплуатация терминалов для экспорта и импорта природного газа. С Комиссией согласовываются также уровни тарифов на услуги данной отрасли.

Комиссия утверждает тарифы на оптовые продажи электроэнергии и ее передачу для внутренних нужд между штатами для частных предприятий, компаний, торгующих электричеством, энергетических «пулов» и независимых операторов. Ее деятельность в этой сфере энергетики осуществляется на основании вышеупомянутых Federal Power Act, Public Utility Regulatory Policies Act и Energy Policy Act. Под наблюдением этого ведомства находится выпуск различных ценных бумаг, заключение контрактов, слияния компаний, относящихся к данному профилю.

В нефтепроводном бизнесе деятельность компаний на внутреннем рынке на уровне штатов, а также тарифы на их услуги регулируются рядом законов, основными из которых являются Interstate Commerce Act и Energy Power Act. Главной задачей государства здесь является обеспечение установления справедливых и разумных тарифов с целью стимулирования эффективного использования нефтяных трубопроводов. Надзора со стороны

правительственных органов за сооружением трубопроводов не осуществляется, поставки нефти и нефтепродуктов и цены на них не регулируются. Приоритетными являются усилия по обеспечению равного доступа поставщиков к трубопроводам, равные условия обслуживания при их использовании и обоснованные тарифы за прокачку по ним нефти и нефтепродуктов.

Соответствующие регулирующие органы в отдельных штатах имеют различные объемы полномочий и число решаемых задач. Комитет шт. Теннесси по регулированию занимается только вопросами установления тарифов и определения стандартов услуг в отношении частных газовых и электроэнергетических предприятий. Между тем, аналогичное ведомство в штате Индиана выполняет более широкие функции, регулируя многочисленные аспекты работы энергетических предприятий в этом штате. На местном уровне действует комитет по защите от загрязнения воздуха графства Спокэн, контролирующей выполнение различных предприятий, в т.ч. энергетическими, федеральных законов, законов штата и местного законодательства, касающихся загрязнения воздуха.

Вопросами регулирования деятельности атомной энергетики входят в полномочия Комиссии США по регулированию атомной энергетики (U.S. Nuclear Regulatory Commission), ключевой задачей которой является обеспечение безопасности работы атомных электростанций США.

Что касается инвестиций, то государство лишь в небольшой степени регулирует процесс их привлечения в данную сферу, осуществляя необходимый мониторинг. Оно отвечает за подготовку соответствующих программ, в которых содержатся оценки перспектив инвестирования. В программе макроэкономических показателей развития нефтяного сектора США на период до 2020г. предусматривается вложение прямых инвестиций в 2010г. в объеме 1,928 млрд.долл., в 2015г. – 2,231 млрд.долл. и в 2020г. – 2,483 млрд.долл.

Применительно к электроэнергетической и газовой отраслям экономики США понятие «промышленная группа» имеет несколько иной смысл в отличие от принятого в России толкования. Американцы понимают под этим термином процесс слияния предприятий системы коммунального хозяйства – Investor Owned Utilities (IOU) или поглощения крупными предприятиями более мелких. В связи с возрастающей конкуренцией на рынках электроэнергии и природного газа эти корпоративные процессы в последние годы приобрели крайне важное значение. Эксперты выделяют две категории таких слияний.

1. Слияние двух или нескольких IOU, либо слияние IOU с независимыми производителями энергии – Independent power producers (IPP). Такие слияния мотивируются желанием сконцентрировать и увеличить производственные и/или передающие и распределительные мощности и приводят к созданию более крупных предприятий коммунального хозяйства.

2. Слияние предприятий энергетической системы коммунального хозяйства с предприятиями газпрома (конвергенционное слияние). Результатом такого слияния является создание крупных региональных и даже национальных компаний, которые производят, транспортируют, распреде-

ляют и продают электроэнергию и природный газ. Такие комбинированные компании являются владельцами систем передачи и распределения – линий электропередач и систем трубопроводов.

Отношения между компаниями, занятыми в сфере производства и распределения электричества и газа и региональными властями регулируются тремя основными законами: о холдинговых компаниях в сфере коммунального хозяйства 1935г. (Public Utility Holding Company Act of 1935); о политике регулирования в сфере коммунального хозяйства 1978г. (Public Utility Regulatory Policies Act of 1978); о госполитике в сфере энергетики 1992г. (Energy Policy Act of 1992).

Эти отношения строятся также на основании директивных указаний Федеральной комиссии по регулированию энергетики, правил региональных комиссий по обслуживанию потребителей и региональных передающих организаций. Все договоренности, соглашения, контракты подготавливаются и оформляются в соответствии с указанными законами и установленными правилами. Преимущественным с точки зрения региональных властей является регистрационный порядок, когда продавец и потребитель энергии заключают контракт (чаще через агента) и согласовывают его (путем регистрации) с местными органами власти.

Возможно и заключение соглашений между отдельными компаниями, предприятиями и региональными органами власти. В конце 2001г. энергетическая компания Arizona Public Service и еще пять компаний-владельцев ЛЭП Юго-Западных штатов США заключили такое соглашение, предусматривающее создание новой, работающей на коммерческих началах, региональной организации по передаче электроэнергии – Regional Transmission Organization (RTO) для обслуживания запада США под торговым названием West Connect. Ранее RTO являлись бесприбыльными, некоммерческими организациями. Подписан меморандум о взаимопонимании и проходит процесс подготовки и согласования пакета документов для регистрации в FERC.

В 2001г. всем энергосистемам, действующим под юрисдикцией FERC, было предписано либо присоединиться к вновь утвержденным RTO, либо потерять все предоставленные Комиссией привилегии на оптовом рынке.

С целью создания конкуренции среди провайдеров коммунальных услуг в штате Нью-Йорк была образована Комиссия по коммунальному обслуживанию потребителей электроэнергией, теплом, газом, водой – New York State Public Service Commission (PSC), разработавшая план действий, в соответствии с которым потребители получили возможность пользоваться услугами новых обслуживающих компаний – Energy Service Companies (ESCO). У потребителей сохранилась возможность продолжать пользоваться услугами традиционных предприятий системы коммунального хозяйства (которые обязаны по первому запросу предоставлять потребителям информацию об альтернативных ESCO). В случае отказа традиционного поставщика от предоставления услуг, потребитель может заключить контракт ESCO.

Такие типовые контракты тщательным образом регламентированы и должны быть согласованы с PSC в отношении условий поставок, платежей, сервисного обслуживания, разрешения спо-

ров и сохранения конфиденциальности информации с целью максимальной защиты прав конечного потребителя. Контракт подписывается либо непосредственно с ESCO, либо через агента-посредника, причем цена за 1 квтч. электроэнергии у агента может быть ниже, чем у предприятия системы коммунального хозяйства или у ESCO. Услуги подобных агентов сертифицируются, а сам агент должен быть зарегистрирован в госдепе шт. Нью-Йорк.

Аналогичное право выбора поставщиков через систему utilities и nonutilities было предоставлено в 1996г. нью-йоркским потребителям природного газа. Условия и содержание контрактов для покупателей, проживающих в определенном районе (residential customers) и лиц, имеющих бизнес в нем (commercial customers), различаются. Для работы на рынке поставок природного газа в шт. Нью-Йорк агенты-посредники должны иметь разрешение Департамента коммунального хозяйства штата. Оно выдается после рассмотрения заявления агента к которому должна быть приложена финансовая информация, подтверждающая его надежность и кредитоспособность. Это разрешение передается в региональные предприятия коммунального хозяйства, которые имеют свои критерии и стандарты в отношении деятельности агентов.

Цены в энергетике

Ценовая политика в сфере энергетике, проводимая энергетическими компаниями в отношении потребителей, подпадающих под одну и ту же категорию, практически одинакова. Предоставляемые ими преференции для различных категорий потребителей, находят отражение в тарифах на разные виды энергии, которые заметно отличаются друг от друга. В газовом и электроэнергетическом секторах самые низкие средневзвешенные тарифы установлены для промпредприятий – 2,66 и 13,09 долл. за 1 млн. БТУ (британская термальная единица, 293 млн. БТУ = 1 квтч.). Для предприятий, занятых коммерческой деятельностью и в сфере услуг, данные тарифы в 2 раза выше – 5,26 и 21,76. Тарифы для частных лиц являются самыми высокими – 6,60 и 23,58.

Формально скидок и льгот для различных категорий конечных потребителей энергии не существует, хотя физлица с низкими доходами получают субсидии в рамках федеральной программы помощи в сфере энергетике. По данной программе из федеральных средств компенсируется незначительная часть расходов таких лиц по оплате счетов энергетических компаний.

Сами энергетические компании имеют определенные льготы. Закон о политике регулирования в сфере коммунального хозяйства 1978г. позволил образовывать «предприятия, соответствующие установленным критериям», которые имеют значительные льготы в сравнении с другими предприятиями. К их числу относятся льготы по тарифам на покупаемую электроэнергию и гарантированные рынки сбыта продукции. Те производители электроэнергии, которые не задействованы в коммунальном хозяйстве, получили более льготные условия, чем их конкуренты на оптовом рынке. К таким производителям не применяются ограничения Федеральной комиссии по доступу на рынок невозобновляемых источников энергии.

К наиболее известным масштабным программам в этой сфере экономики относится опубликованная в 1998г. министерством энергетики программа «Всесторонняя национальная энергетическая стратегия. План национальной энергетической политики», где было выделено 5 основных стратегических целевых направлений долгосрочной политики США в данной области: улучшение эффективности существующей энергетической системы при сохранении целостности окружающей среды и повышении уровня энергетической безопасности; гарантированное бесперебойное энергетическое снабжение, независимое от возможных внешних угроз сокращения поставок энергоносителей или инфраструктурных сбоев; оказание содействия внедрению энергосберегающих и природоохранных технологий энергетического производства; обеспечение непрерывного проведения фундаментальных научно-технических исследований и технологических разработок для освоения новых экономических и экологически чистых энергетических источников; развитие международного торгово-экономического и организационно-технологического сотрудничества по глобальным проблемам энергетической безопасности.

В рамках первого направления ставились три задачи: поддержка конкурентоспособной и эффективной системы электроснабжения путем введения нового реструктурирующего законодательства, внедрения новых более эффективных угольных и газовых электрогенераторных установок, модернизации действующих АЭС; снижение энергетических потерь при транспортировке энергоносителей; уменьшение в промышленности и коммунальном хозяйстве связанного с развитием энергетике уровня неблагоприятного экологического воздействия на окружающую среду в различных районах мира, представляющих особый интерес с точки зрения обеспечения энергетической безопасности США.

В 1999г. администрацией был одобрен Всеобъемлющий план по развитию конкуренции в электроэнергетической области (Comprehensive Electricity Competition Plan), предусматривающий мероприятия по развитию свободной конкуренции на энергетическом рынке США. Его основной целью является создание полностью конкурентного энергетического рынка и, как результат, снижение тарифов на электроэнергию. Указанный план нацелен на стимулирование развития инновационных процессов в отрасли, повышение надежности функционирования систем передач электроэнергии и улучшение состояния окружающей среды. Организация и контроль за проведением соответствующих мероприятий возложены на Федеральную комиссию по регулированию в сфере энергетике.

По инициативе Дж.Буша через несколько дней после его вступления в должность, была создана специальная группа для разработки новой энергетической политики страны во главе с вице-президентом Д.Чейни. В качестве основания приводились веские аргументы, согласно которым в третьем тысячелетии США предстоит столкнуться со сложными энергетическими проблемами. Если в ближайшее время не будет разработана соответствующая программа действий, то развитие неблагоприятной ситуации в топливно-энергетическом

комплексе страны может принять необратимый характер и тем самым создается реальная угроза энергетической безопасности США. В мае 2001г. по итогам работы группы был подготовлен документ «Национальная энергетическая политика», в котором нашел отражение подход Администрации Дж.Буша к направлениям дальнейшего развития энергетической отрасли США. В нем повторяются в той или иной мере многие положения программы 1998г.

Концепция разработанного документа базируется на трех основополагающих принципах. Предлагаемая энергетическая политика представляет собой долгосрочную программу действий всеобъемлющего характера. Она направлена на улучшение энергообеспеченности страны за счет комплекса мер, основанных, прежде всего, на использовании современных экологически чистых технологий. Предлагаемая разработчиками программа действий в сфере энергетики гармонично вписывается в экономическую политику администрации и не входит в противоречие с жесткими требованиями, предъявляемыми в стране к охране окружающей среде.

Новая энергетическая политика предполагает концентрацию усилий на решении 5 ключевых задач.

1. Совершенствование системы энергоснабжения. Наиболее оптимальным путем достижения этой цели провозглашается повышение эффективности использования энергоресурсов.

2. Модернизация энергетической инфраструктуры. Для решения этой задачи предполагается стимулировать реконструкцию объектов топливно-энергетического комплекса страны, инфраструктура которого, по оценкам экспертов, устарела и не отвечает масштабу стоящих перед американской экономикой задач. Одной из причин сложившейся ситуации считается необоснованно завышенная роль государства в управлении энергетикой. Признается необходимость сохранения госрегулирования отрасли, однако оно должно носить более гибкий характер.

3. Улучшение снабжения хозяйственного комплекса энергоресурсами. Данную задачу предполагается решить преимущественно за счет увеличения внутренней добычи нефти, газа и угля. Планируется увеличить производство электроэнергии за счет ввода новых гидро- и атомных электростанций, более активно задействовать использование альтернативных и возобновляемых источников энергии.

4. Повышение эффективности охраны окружающей среды и меры по оздоровлению экологии. Решение этой задачи предполагает, что увеличение добычи энергоресурсов не будет осуществляться в ущерб экологии.

5. Обеспечение энергетической безопасности. Имеется в виду максимальное снижение влияния колебаний цен на энергоносители на мировом рынке и нестабильности поставок энергоресурсов странами-производителями на экономическое развитие США. Выполнения решения указанной задачи предполагается добиться, прежде всего, за счет снижения зависимости от зарубежных источников энергоснабжения и их диверсификации.

В комментариях к Национальной энергетической политике подчеркивается, что определенные ею задачи носят стратегический характер и не мо-

гут быть решены в течение короткого промежутка времени. Сам документ является программным и определяет лишь основные направления предлагаемых действий. На конкретных этапах его реализации не исключается корректировка промежуточных приоритетов. Принятие данного документа связано с выделением значительных бюджетных ассигнований и предполагает его одобрение конгрессом. В 2001г. он был принят палатой представителей, однако дальнейшее его продвижение в конгрессе застопорилось.

Действует ряд федеральных программ, предусматривающих оказание прямой финансовой помощи энергетической отрасли, в т.ч., программа минздрава по оказанию помощи малоимущим группам населения касательно оплаты за используемую в домах электроэнергию, программа минэнерго, направленная на изоляцию энергетической продукции от негативного воздействия атмосферных явлений, программа минэнерго, поощряющая производство электроэнергии из возобновляемых источников.

Конкуренция в энергетике

В последние годы правительство все более снижает уровень своего вмешательства в энергетическую отрасль, последнюю крупную регулируемую отрасль американской экономики. Политика по обеспечению в США здоровой конкурентной среды в сфере энергетики находит свое концентрированное выражение в законодательных и иных нормативных правовых актах, действующих как на федеральном уровне, так и на уровне штатов, положения которых направлены на определенное снижение тарифов на электроэнергию, развитие инновационных процессов в данной отрасли, повышение надежности функционирования систем передач электроэнергии.

Создание полностью конкурентного энергетического рынка во многом зависит от эффективности функционирования средств транспортировки энергии, а также от организационных и контролируемых действий в этой области со стороны FERC. Анализ нормотворческой деятельности этой Комиссии в течение последних нескольких лет позволяет констатировать все более усиливающуюся тенденцию к либерализации и повышению конкурентоспособности рынка транспортировки энергоносителей через систему трубопроводов. Об этом свидетельствуют принятые ею в 1996г. приказы №888 и №889, направленные на обеспечение открытого доступа к указанной транспортировке, а также установление стандартов поведения в данной области и вызвавшие широкий резонанс у представителей энергетического сектора. Приказ №888 демонстрирует оптовую торговлю энергоносителями, требуя от предприятий-поставщиков «энергии для коммунальных нужд, владеющих, контролирующих или эксплуатирующих линии транспортировки соответствующей продукции, применять недискриминационные открытые тарифы по доступу к данному оборудованию других заинтересованных лиц, обеспечивая тем самым для этих лиц возможность самим оказывать услуги по поставке энергоносителей.

По замыслу Комиссии указанное положение должно позволить: добиться снижения расценок на энергоносители для их потребителей за счет создания конкурентной среды в процессе их транс-

портировки; обеспечить непрерывную надежность энергетической отрасли посредством создания ситуации, при которой регулярность поставок энергоносителей зависит от существенно более широкого числа операторов энергопередающих линий, нежели ранее; обеспечить открытую и справедливую возможность оказания услуг по поставке энергоносителей для общественных нужд.

В рассматриваемом приказе Комиссия устанавливает «тариф по резервированию мощностей», в соответствии с которым предприятия-поставщики энергии для коммунальных нужд и остальные участники энергетического рынка резервируют конкретные права по транспортировке энергоносителей между определенными пунктами их получения и доставки.

Приказ №889, известный также как «правило по открытому доступу к регулярно обновляемой информационной системе» (OASIS), призван обеспечить ситуацию, при которой владельцы средств передачи энергоносителей и их аффилированные лица не имели бы несправедливого конкурентного преимущества при использовании таких средств для продажи энергии. Приказ налагает на указанных владельцев требования по: получению информации об их энергопередающей системе для целей осуществления собственных оптовых сделок с энергоносителями (в т.ч. данные касательно незагруженных мощностей по транспортировке) посредством обращения к той же открытой информационной системе, через которую происходит ознакомления с такого рода информацией со стороны их конкурентов, т.е. через OASIS, доступный по интернету; полному разделению их функций, касающихся проведения маркетинга оптовых продаж энергии, с одной стороны, и операций по транспортировке энергоносителей, с другой стороны.

По мнению Комиссии, основанная на резервировании система оказания услуг по поставке энергии, когда участники рынка знают, каков объем свободных передаточных мощностей, является в большей степени совместимой с требованиями открытого доступа и позволяет планировать объемы закупок и продаж энергоносителей. Указанные акты содержат и другие положения, ориентированные на упорядочение конкурентных основ при осуществлении операций по транспортировке энергоносителей.

С конца 80гг., FERC утвердила 850 заявок на продажу электричества на конкурентной основе на оптовых рынках. В дек. 1999г. Комиссией был издан приказ №2000, направленный на поощрение объединения электроэнергетических предприятий в региональные организации электропередачи, призванные эксплуатировать, управлять и стать собственниками Национальной системы передачи электроэнергии.

Принятые в течение последних лет в США законодательные акты штатов по вопросам регулирования торговли энергоресурсами также свидетельствуют о постепенной либерализации данного рынка, выражающейся, в частности, в отходе от практики установления фиксированных тарифов и развитии конкурентных основ в данной области. Указанную тенденцию подтверждают положения Закона шт. Калифорния о реструктуризации функционирования энергетической промышленности от 1996г. (The Electric Utility Industry

Restructuring Act), согласно которым значительная роль в определении цен на соответствующую продукцию отводится «энергетической бирже». Деятельность этого образования строится по принципу товарной биржи, и производители энергии конкурируют между собой по вопросу продажи своей продукции с учетом предложений цены, исходящих от заинтересованных покупателей. Изменение цен на такой бирже происходит ежечасно. Участие в торгах на бирже является добровольным для всех покупателей и продавцов за исключением приватизированных энергетических предприятий, применительно к которым не истек 4-летний срок переходного периода. Такие предприятия должны в течение указанного срока предлагать большую часть своей продукции на энергетической бирже и покупать необходимую им для удовлетворения потребностей собственных покупателей энергию также на бирже. Что касается вновь образуемых производителей энергии, то у них существует право продажи своей продукции, как через биржу, так и напрямую потребителям. Многие потребители платят за электроэнергию из расчета биржевой цены, либо непосредственно через свои местные подразделения определенного производителя, либо по частному соглашению о поставке электроэнергии, условия которого привязаны к биржевой цене.

На момент принятия Закона предприятия системы коммунального хозяйства владели и осуществляли эксплуатацию весьма значительной частью систем по передаче энергоносителей, расположенных на территории Калифорнии. С целью увеличения надежности и обеспечения новых производителей энергии равными возможностями по реализации собственных поставок данной продукции Законом был создан независимый оператор системы передачи энергии по территории штата. Предприятия системы коммунального хозяйства сохранили владение своими передаточными мощностями, однако, контроль за функционированием таких мощностей был передан ими указанному оператору.

Наделение оператора функцией по контролю за эксплуатацией передаточной системы основывалось на необходимости обеспечения ситуации, при которой владельцы такой системы не могли бы предоставлять собственным производственным мощностям преимущества по сравнению с другими производителями-конкурентами в части доступа к средствам транспортировки энергии. Согласно Закону местные линии распространения энергии продолжают управляться существующими предприятиями коммунального хозяйства, которые должны осуществлять данную функцию таким образом, чтобы покупателям предоставлялся прямой доступ к любому продавцу электроэнергии, действующему в соответствующей зоне. Указанные предприятия отвечают за поддержание надежности всей системы электричества.

Посредством проведения реформ по дерегулированию были созданы конкурентные оптовые рынки электроэнергии и обеспечен свободный доступ к системе электропередач для всех зарегистрированных потребителей. В некоторых штатах розничные потребители электроэнергии могут теперь выбирать подходящую для них электрическую компанию. Значительно увеличилось за последнее время количество независимых постав-

щиков и продавцов энергии, конкурирующих на этих новых рынках по ее оптовой и розничной продаже. Для обеспечения более благоприятных конкурентных условий функционирования отрасли проведена реорганизация системы передачи электроэнергии с целью ее упорядочения, предусматривающая, в частности, лишь одного оператора указанной системы и нескольких эксплуатирующих ее организаций.

Данная структурная реорганизация, в отличие от проводимой в 20-30 гг., вызвана не нарушениями стандартов поведения энергетическими компаниями, а экономическими и технологическими факторами. Наиболее важный из них связан с общей переоценкой эффективности функционирования регулируемых индустрии и поиском возможностей ее повышения путем более активного использования рыночных механизмов, другой — со значительным диспаритетом тарифов на электроэнергию на территории США. На выработку новой стратегии на этом направлении повлияли также последние достижения в области развития и совершенствования энергетического оборудования, связанные с созданием газовых турбин нового поколения, существенно изменивших экономику производства электроэнергии.

Пока этот процесс сталкивается с определенными трудностями и существуют разные мнения по поводу проводимого правительством курса на дерегулирование. В некоторых районах Калифорнии, после введения элементов дерегулирования в 1998 г., розничные цены на электричество поднимались почти в три раза и возникали трудности с энергообеспечением. Имел место заметный рост цен на электричество на рынке электроэнергии в Нью-Йорке. Ряд специалистов предлагает отказаться в этой связи от дерегулирования данной сферы экономики, другие настаивают на продолжении начатых реформ, утверждая что существующие проблемы можно было бы решить путем проведения соответствующих структурных реформ отрасли с целью ее большей адаптации к рынку.

В США продолжает проводиться законодательная работа по связанным с регулированием энергетической сферы вопросам. На рассмотрении в Конгрессе находится законопроект об обеспечении безопасности энергетического будущего Америки (Securing America's Energy Future Act), который содержит положения, в значительной степени реализующие План национальной энергетической политики США. Во многом схожим с упомянутым законопроектом является внесенный республиканцами в 2001 г. в сенат проект закона о национальной энергетической безопасности США (National Energy Security Act). На рассмотрении Сената находится также законопроект о всеобъемлющей и сбалансированной энергетической политике (Comprehensive and Balanced Energy Policy Act), главным отличием которого от Плана национальной энергетической политики и проекта закона об обеспечении безопасности энергетического будущего Америки является то, что два последних документа разрешают бурение нефтяных и газовых скважин в зоне Национального арктического природного заповедника на Аляске. В США не установлены конкретные сроки принятия и вступления в силу данных законопроектов, т.к. многое в этой связи будет зависеть от динамики их прохождения через обе палаты конгресса.

Что касается продвижения и выполнения законодательных инициатив по реструктуризации сектора энергетики на уровне штатов, то в этом вопросе существуют две различные тенденции. Согласно первой из них под влиянием Калифорнийского энергетического кризиса 2001 г. некоторые штаты, уже находившиеся в процессе применения достаточно либерального законодательства о реформировании рынка электроэнергии, были вынуждены отложить реализацию соответствующих мер, а те, которые только начинали разрабатывать законодательные положения по этой проблематике, стали пересматривать приоритеты в данной области. Наибольшие опасения таких штатов касаются того, что недостаточная подача электричества может позволить отдельным поставщикам сосредоточить в своих руках контроль над рынком и поднять цены сверх приемлемого уровня.

Указанная группа штатов уделяет значительное внимание изучению вопросов о том, являются ли передаточные мощности достаточными для обеспечения «жизнеспособного» энергетического рынка и каким образом предоставить потребителям электроэнергии возможность большего выбора при реагировании на ценовые колебания. К такого рода штатам относятся Нью-Мехико, Арканзас, Северная Каролина, Оклахома. В шт. Нью-Мехико принято новое законодательство, согласно которому открытие рынка розничной торговли электроэнергией для свободной конкуренции откладывается до 2007 г. Шт. Арканзас отсрочил начало процесса дерегулирования в этой области с янв. 2002 г. до окт. 2003 г., одновременно наделив Комиссию по коммунальным услугам полномочиями по инициированию дальнейших переносов сроков осуществления данного процесса на основании анализа состояния достаточности энергопередающей системы и производственных мощностей штата для поддержки конкурентного рынка.

Другая тенденция заключается в постепенном осуществлении штатами необходимых мер по реструктуризации энергетического рынка. Шт. Аризона, Коннектикут, Делавэр, Иллинойс, Мэн, Мэриленд, Массачусетс, Мичиган, Нью-Хэмпшир, Нью-Джерси, Нью-Йорк, Пенсильвания, Род Айленд имели частично или полностью конкурентные розничные рынки электроэнергии еще до 2001 г. и продолжают выполнять действия по реформированию данного сектора в соответствии ранее намеченным графиком. Правовые акты округа Колумбия и штата Огайо начали предоставлять покупателям прямой доступ к конкурирующим поставщикам электроэнергии с 1 янв. 2001 г. С сент. 2001 г. предприятия системы коммунального хозяйства шт. Техас начали процесс публичной продажи части их генерирующих энергию мощностей. Положения законодательства данного штата о реструктуризации энергетического сектора содержат предписания в отношении каждой производящей электроэнергию компании, являющейся аффилированной с бывшим монопольным предприятием системы коммунального хозяйства, продать 15% ее оборудованных генерирующих мощностей не менее, чем за 60 дней до начала процесса полной конкуренции на рынке розничной торговли энергоносителями. В шт. Вашингтон в мае 2001 г. было достигнуто соглашение между крупнейшим производителем энергии компанией Puget Sound и ее шестью наиболее значительными

промышленными покупателями, которое позволяет им покупать электроэнергию из любого источника.

ТУРЦИЯ

Суммарная мощность турецких электростанций достигла в 2002г. 31. 758 мвт. (рост на 12,1%), а производство электроэнергии – 129.144 гвтч. (рост на 5,2%), на душу населения – 1950 квтч.

Производство электроэнергии

	2001г., гвтч.	%	2002г., гвтч.	%
Природный газ.....	49549.....	40,4.....	51669.....	40
Гидроэнергия.....	24010.....	19,6.....	33716.....	26,1
Уголь.....	38417.....	31,3.....	32245.....	25
На жидком топливе.....	10367.....	8,4.....	11322.....	8,8
Ветряная.....	62.....	0,05.....	48.....	0
Геотермальная.....	87.....	0,1.....	105.....	0,1
Прочие.....	230.....	0,2.....	41.....	0
Всего.....	122725.....	100.....	129144.....	100

Темпы роста инвестиций в отрасль снизились с 12% в 80гг. до 5% в 1996-2000гг. В 2001г. объем инвестиций снизился на 9%, а в 2002г. – вырос на 2,9%. Всего в энергетику направлено в 2002г. 8,5% общего объема инвестиций по стране, в т.ч. по линии госсектора – 16,2% (1,6 млрд.долл.) и по линии частного – 5,3% (1,2 млрд.долл.), т.е. в сумме 2,8 млрд.долл. Для достижения поставленных задач по увеличению установленных мощностей до 53.000 мвт. к 2020г. стране необходимо ежегодно инвестировать в отрасль 4 млрд.долл. Поскольку государство не располагает такими суммами (в 2003г. из госбюджета выделено на инвестиции в энергетику 800 млн.долл.), то основной упор предполагается сделать на частные, в т.ч. иностранные капиталовложения.

В целях открытия и либерализации энергорынка, в Турции в 2001г. приняты два основополагающих закона: №4628 «О рынке электроэнергетики» и №4646 «О рынке природного газа» и разработан проект закона о нефти.

Для проведения в жизнь этих законов в янв. 2002г. был создан Совет по регулированию энергетического рынка (ЕПДК). Совет и подчиненная ему исполнительная структура является независимым госорганом, не занимающимся производственной деятельностью, но координирующим свои действия и законодательные инициативы с минэнерго и природных ресурсов.

С фев. 2002 по март 2003г. ЕПДК выпустил более 40 инструкций и циркуляров, имеющих силу закона, по практическому применению законов 4628 и 4646: о тендерах, лицензировании, тарификации, сертификации, импорту и экспорту, оптовой и розничной торговле, ценообразовании.

Параллельно Турецкая электрическая корпорация «Теаш» была преобразована в 4 госкомпании, подведомственных минэнерго: компанию по производству энергии – «Еюаш» (будет продолжать в течение переходных 5 лет эксплуатировать принадлежащие госсектору электростанции, осуществлять их ремонт, продавать всю производимую электроэнергию «Тетааш» – госкомпании по торговле электроэнергией); компанию по передаче электроэнергии – «Теиаш» (будет эксплуатировать все действующие ЛЭП напряжением свыше 36 вольт, осуществлять инвестиции в ремонт и сооружение новых); компанию распределительных сетей – «Тетааш» (наряду с частными компаниями будет

эксплуатировать распределительные сети полученных в управление районов, осуществлять в них новые инвестиции, определять уровень спроса, продавать электроэнергию потребителям); компанию по торговле электроэнергией – «Тетааш» (наряду с частными компаниями будет осуществлять оптовую торговлю электроэнергией, полученной от «Еюаш», экспорт и импорт, контролировать равновесие нагрузок в энергосистеме).

Любая деятельность государственных и частных компаний будет осуществляться на основе продаваемых ЕПДК лицензий. Лицензию может приобрести любая местная или иностранная компания, зарегистрированная в Торговом реестре Турции (т.е. ставшая турецким юрлицом) в виде АО или ООО.

Либерализация энергорынка проводится в 4 этапа: 3 сент. 2002г. начался 1 этап – выдача лицензий. 2 этап (3 марта 2003г.) – определение потребителями источников получения электроэнергии. 3 этап начнется в IV кв. 2003г. – преодоление дисбаланса в спросе – предложении, в т.ч. за счет влияния на региональные тарифы. 4 этап (срок пока не определен) – переход на рыночные механизмы.

Начальный этап преобразований будет осуществлен исключительно госорганами и компаниями: административных – ЕПДК, рыночных – «Еюаш», «Тетааш» и «Теиаш». Роль «Еюаш» будет постепенно уменьшаться по мере продажи с торгов принадлежащих ей электростанций. Роль «Тетааш» и «Теиаш» также будет уменьшаться по мере покупки частными компаниями лицензий: на эксплуатацию распределительных сетей напряжением 36 квт. и ниже и на торговлю электроэнергией. Что касается «Теиаш», то за ней в законодательном порядке сохранено монопольное право на передачу (без права продажи) электроэнергии напряжением свыше 36 квт. компаниям распределительных сетей и торговым.

С 3 сент. 2002 по фев. 2003г. ЕПДК продал 60 лицензий 32 местным компаниям, включая «Еюаш», «Теиаш» и «Тетааш», на различные виды деятельности на энергорынке, в т.ч. на осуществление инвестиций на сумму 2,5 млрд.долл. в 2003-05гг., далеко не соответствует потребностям отрасли. Характерно, что ни одна иностранная компания пока не приобрела лицензий ни на один вид деятельности и не регистрировалась в Турции в этих целях в качестве юрлица.

УКРАИНА

– По заявлению министра топлива и энергетики Украины С.Ермилова, кабмин решил компенсировать налог на добавленную стоимость украинским компаниям, экспортирующим электроэнергию. По его словам, взаимная задолженность экспортеров электроэнергии и госбюджета составляет 6 млн.грн. в месяц. В 2002г. Украина увеличила экспорт электроэнергии на 7,3% по сравнению с 2001г. – до 2812,9 млн. квтч. Госкомпания «Укринтерэнерго» экспортирует электроэнергию в Молдову, Польшу, Венгрию и Словакию. Электроэнергию для экспорта вырабатывают Бурштынская и Добротворская ТЭС, входящие в состав компании «Западэнерго». В 2002г. Украина увеличила производство электроэнергии на 0,5% по сравнению с 2001г. – до 172,9 млрд. квтч-час.

— По данным госкомстата Украины, общее производство электроэнергии по Украине в янв.-апр. 2003г. выросло по сравнению с аналогичным периодом 2002г. на 8,5% и составило 66,4 млрд. квтч. (в янв.-апр. 2002г. отмечено сокращение на 0,7%). Теплоэлектростанции за 4 мес. 2003г. увеличили производство электроэнергии на 21,7% — до 34,1 млрд. квтч., атомные — на 1,2% — до 29,1 млрд. квтч., гидроэлектростанции — сократили производство на 27,8% — до 3,2 млрд. квтч. В апр. 2003г. украинскими электростанциями произведено 14,7 млрд. квтч. электроэнергии, что на 14,7% меньше по сравнению с предыдущим месяцем и на 6,7% больше, чем в апр. 2002г. ТЭС сократили производство электроэнергии в апр. по сравнению с мартом на 14,5% — до 7,1 млрд. квтч., АЭС — на 17,7% — до 6,6 млрд. квтч. Увеличили производство по сравнению с предыдущим месяцем ГЭС Украины — на 10% — до 1 млрд. квтч.

— По сообщению ГК «Укринтерэнерго», в янв.-марте 2003г. Украина увеличила экспорт электроэнергии на 9,9% по сравнению с окт.-дек. 2002г. — до 1,2 млрд. квтч. С нояб. 2002г. гос компания «Укринтерэнерго» является монопольным экспортером украинской электроэнергии. До нояб. 2002г. украинскую электроэнергию в Молдову экспортировала компания «Итера-Украина». Украина планирует в 2003г. увеличить экспорт электроэнергии на 1 млрд. квтч. — с 2,8 млрд. квтч. до 3,8 млрд. квтч.

— По сообщению информгентств Украины (13 мая 2003г.), кабмин Украины в законопроекте «О внесении изменений в Закон Украины «О Госбюджете Украины на 2003г. и некоторые др. законы по вопросам налогообложения» предлагает Верховной Раде ввести спецбор, который будет взиматься при производстве электроэнергии и тепла и направляться на строительство электростанций и теплоэлектроцентралей. Согласно законопроекту, к тарифам компаний — производителей электроэнергии и тепла будет добавлена надбавка, которая будет взиматься в госбюджет и затем направляться на строительство электростанций и ТЭЦ. Размер сбора, а также механизмы его взимания будут определять кабмин совместно с Национальной комиссией регулирования электроэнергетики Украины.

Кабмин будет определять перечень электростанций и ТЭЦ, на строительство которых будет направляться средства, полученные от сбора. В пояснительной записке к законопроекту сказано, что в 2003г. госбюджет может получить 608 млн.грн. от этого сбора. Во II пол. 2003г. на строительство электростанций и ТЭЦ будет направляться 73% сбора. Еще 23% сбора — 225 млн.грн. будет направляться местным властям в качестве субвенций госбюджета на осуществление инвестиционных проектов.

Согласно действующему Закону о госбюджете Украины на 2003г. субвенции должны производиться за счет направляемой в бюджет прибыли госпредприятий. Ранее НКРЭ предложила кабмину создать фонд для финансирования достройки блоков на Ровненской и Хмельницкой атомных электростанциях, а также др. энергообъектов. Минтопэнерго Украины инициировало введение надбавки в 1,9 млрд.грн. к оптовой цене на электроэнергию для финансирования достройки энергообъектов.

— По данным компании «Энергоатом», в апр. 2003г. атомные электростанции сократили производство электроэнергии на 1,1% по сравнению с апр. 2002г. — до 6,655 млрд. квтч. В апр. украинские АЭС произвели 45,2% от общего объема производства электроэнергии в Украине. Коэффициент использования мощностей в апр. составил 78,1%, а в апр. 2002г. — 79%. В марте 2003г. украинские АЭС увеличили производство электроэнергии на 2,5% по сравнению с мартом 2002г. — до 7,938 млрд. квтч. В 2002г. 4 украинские АЭС увеличили производство электроэнергии на 2,4%, или на 1,821 млрд. квтч. по сравнению с 2001г. — до 78 млрд. квтч. Компания «Энергоатом» — крупнейший в Украине производитель электроэнергии, она объединяет 4 действующие украинские АЭС.

Производство электроэнергии АЭС в апр. 2003г.

	Производство электроэнергии, млн.квтч.	Коэффициент использования установленной мощности %
Всего	6655	78,1
Запорожская АЭС.....	3579	82,9
Южно-Украинская АЭС.....	1851	85,6
Ровненская АЭС.....	1041	78,8
Хмельницкая АЭС.....	184	25,5

— По сообщению руководства АЭС, финансирование Чернобыльской АЭС за янв.-апр. 2003г. по сравнению с соответствующим периодом 2002г. увеличилось на 7,4% до 73,7 млн. и составило 100% от плановых показателей. В мае 2003г. план финансирования ЧАЭС из госбюджета составляет 21,8 млн.грн., фактически профинансировано: 8 мая — 71 тыс.грн., 14 мая — 2,990 млн.грн., т.е. поступило средств на 3,1 млн.грн. или 14% от плановых показателей. За 5 мес. 2003г. ЧАЭС должна быть профинансирована в 95,5 млн.грн. На 20 мая 2003г. выполнение плана за янв.-май составляет 80,4%. Как отмечают в информационной службе станции, финансирование ЧАЭС в 2003г. улучшилось по сравнению с 2002г., но проблема своевременного выделения денежных средств существует. В мае 2003г. фактически не финансируется утвержденная на госуровне «Программа работ на 2003г. по поддержанию в безопасном состоянии энергоблоков и объекта «Укрытие» ЧАЭС и выводу ее из эксплуатации». По графику ассигнований из госбюджета Украины в мае 2003г. должно быть выделено финансирование в 21,8 млн.грн. Фактически на Чернобыльскую АЭС за полмесяца поступило 3 млн.грн. или 14%. Неполное и неритмичное финансирование ведет к срыву выполнения программы работ, как это уже было в 2002г. В конце месяца (в соответствии с коллективным договором) на ЧАЭС наступает срок выплаты работникам трети зарплаты за май 2002г., но администрация еще не выплатила половину зарплаты персоналу за работу в апр. Всего сумма финансовых обязательств ЧАЭС составляет — 10,572 млн. грн. Из-за недостатка средств Чернобыльская АЭС не погасила кредиторскую задолженность за работы, выполненные в 2002г. в 461,8 тыс. грн.

В 2002г. план финансирования работ по снятию с эксплуатации ЧАЭС выполнен на 70%, недофинансирование — 67,4 млн.грн.; по безопасной эксплуатации объекта «Укрытие» выполнение плана — 90% и недофинансирование — 2,5 млн.грн.

— По сообщению информгентств Украины (22 мая 2003г.), президент ЕБРР Ж.Лемьер после завершения встречи с премьер-министром Украины

В.Януковичем заявил, что Европейский банк реконструкции и развития намерен продолжить переговоры с кабмином об условиях предоставления кредита на достройку блоков на Ровненской и Хмельницкой атомных электростанциях после завершения экспертами банка оценки стоимости их достройки. По словам Ж.Лемьера, ЕБРР планирует завершить оценку достройки блоков на РАЭС и ХАЭС в июне. «Работа сейчас ведется, и эта работа будет завершена наверно в июне. Когда эта работа завершится, мы подведем итоги с президентом Л.Кучмой, премьер-министром В.Януковичем и вице-премьером В.Гайдуком», — сказал Ж.Лемьер. Он отметил, что с начала 2003г. Банк возобновил переговоры с кабмином по проекту достройки ХАЭС и РАЭС, согласившись с предложением кабинета пересмотреть проект на более выгодных для Украины условиях.

Украина планирует достроить энергоблоки РАЭС и ХАЭС с помощью кредита России и параллельно ведет переговоры с ЕБРР о кредите на достройку этих блоков, добиваясь выгодных условий. ЕС заявил, что предоставит Украине 5,2 млн.грн. для оценки работ по строительству 2 энергоблока Хмельницкой АЭС. ГК «Энергоатом» намерена выпустить облигации на 500 млн.грн. для привлечения средства для достройки энергоблоков на Ровненской и Хмельницкой атомных электростанциях. ЕБРР — один из крупнейших западных инвесторов в Украине — планирует в 2003г. инвестировать в реализацию своих проектов от 200 до 350 млн. евро. В 2002г. ЕБРР инвестировал в украинские проекты 176 млн. евро. Ж.Лемьер прибыл в Киев 21 мая 2003г. для обсуждения работы ЕБРР с украинскими властями и встреч с клиентами Банка

Добыча нефти и газового конденсата в Украине, тыс.т.

	апр. 2003г.	апр. 2003г.	I-IV 2003г.	I-IV 2003г.
		в % к апр. 2002г.		в % к I-IV 2002г.
Всего	322,1	105,1	1279,1	103,4
«Нефтегаз Украины», в т.ч.:	305,6	103,4	1214,7	101,7
- «Укрнефть»	66,1	120,6	259,6	111,4
- «Укргаздобыча»	232,2	99,7	923,1	99,4
- «Черноморнефтегаз»	7,3	93,6	32	97
Др. предприятия:	16,4	152,6	64,4	151,1
- СП «Полтавская газонефтяная компания»	7,2	182,5	26,8	163
- СП «Каштан Петролеум»	2,1	144,4	8,8	134,6
- «Надра Украины»	1,9	117,8	6,6	101,7
- СП «Бориславская нефтяная компания»	1,8	100	7,3	122,9
- «Укрнефтегазтехнология»	1,1	225,9	4,6	242,4
- СП «Укркарпатойл»	0,9	120,8	3,7	123,8
- фирма «Пласт»	0,6	201,6	2,9	223,8
- «Марьинское»	0,5	-	2,2	-
- «Днепрогазресурс»	0,2	-	0,7	-
- «Рожнятивнефть»	0,1	104,3	0,5	106,3
- «Дельта»	0,02	100	0,1	100
- «Оберон-Уголь»	0,01	58,2	0,03	63
- «Инвестор Атика»	0	-	0,1	-
- «Богородчаннефтегаз»	0	-	0,2	101,2

— По данным минтопэнерго Украины, в апр. 2003г. добыча нефти и газового конденсата увеличилась на 5,1% по сравнению с апр. 2002г. — до 322 тыс.т. В янв.-апр. 2003г. добыча нефти и конденсата увеличилась на 3,4% по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 1279,1 тыс.т. В марте 2003г. добыча нефти и газового конденсата увеличилась на 3,7% по сравнению с мартом 2002г. —

до 332 тыс.т. В 2002г. добыча нефти и газового конденсата увеличилась на 1,2% по сравнению с 2001г. — до 3737,4 тыс.т.

— По данным минтопэнерго Украины, в апр. 2003г. поставка нефти на украинские нефтеперерабатывающие заводы увеличилась на 4,4% по сравнению с мартом — до 2154,6 тыс.т. Поставка украинской нефти в апр. сократилась на 17,1% по сравнению с мартом 2003г. — до 140 тыс.т.

Поставка нефти на НПЗ, тыс.т.

апр. 2003г. в % к марту 2003г. I-IV 2003г. в % к I-IV 2002г.

Всего	2154,6	104,4	8066,4	109,8
- украинская	140	82,9	611,2	73,8
- российская	1840,6	105	6794,4	124,5
- казахская	174	122,9	660,8	62,4
Использование мощности	-	-	38,5	116,3
Простои	1	-	58	-
Лисичанский НПЗ	649,6	96,4	2383,9	120,4
«Укртатнафта» (Кременчуг)	503,5	112,9	2044	77,2
Херсонский НПЗ	329,7	159,8	1096,9	116,8
Одесский НПЗ	357,9	113,3	1347	155,5
«Галичина» (Дрогобыч)	162,6	60,1	763,4	117,4
«Нефтехимик Прикарпатье»	151,3	100,2	431,2	165

Поставка российской нефти в Украину в апр. увеличилась на 5% по сравнению с мартом — до 1840,6 тыс.т., нефть из России получали все украинские НПЗ. Поставка казахстанской нефти в апр. увеличилась на 22,9% по сравнению с мартом до 174 тыс.т., казахстанскую нефть получил только Херсонский НПЗ. По сравнению с апр. 2002г. поставки нефти на НПЗ в апр. 2003г. увеличилась на 8,7%. В янв.-апр. 2003г. поставка нефти на украинские НПЗ увеличилась на 9,8% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. — до 8066,4 тыс.т. В апр. украинские предприятия увеличили переработку нефти на 7,5% по сравнению с мартом — до 1965,9 тыс.т. В 2002г. поставка нефти в Украину возросла на 36% по сравнению с 2001г. — до 21257,2 тыс.т.

Переработка нефти и производство нефтепродуктов, в тыс.т.

апр. 2003г. апр. 2003г. I-IV 2003г. I-IV 2003г. в % к апр. 2002г. к I-IV 2002г.

Переработка нефти, тыс.т.

Всего	1965,9	107,5	6690,3	102,4
«Укртатнефть», Кременчуг	640,3	132,8	2210,4	86,8
Лисичанский НПЗ	577,3	99,5	1957,1	106,6

Бензин, тыс.т.

Всего	460,4	117,6	1473,6	98,7
Лисичанский НПЗ	187,9	108,3	576,8	110,3
«Укртатнефть», Кременчуг	145,6	140,9	493,2	82,8

Дизельное топливо, тыс.т.

Всего	594,2	120,7	1854,5	97,1
«Укртатнефть», Кременчуг	190,7	130,5	636,3	84,4
Лисичанский НПЗ	167,2	128,7	486,3	99,3

Топочный мазут, тыс.т.

Всего	753	107	2568,3	110,5
«Укртатнефть», Кременчуг	210,9	145,6	709,1	88,7
Лисичанский НПЗ	182,2	94,6	632	114,2

— По информации минтопэнерго Украины, в апр. 2003г. украинские заводы увеличили переработку нефти на 7,5% по сравнению с мартом — до 1965,9 тыс.т. По сравнению с апр. 2002г. в апр. 2003г. НПЗ увеличили переработку нефти на 9,5%. В янв.-апр. 2003г. украинские заводы увеличили переработку нефти на 2,4% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. — до 6690,3 тыс.т. В марте 2003г. украинские заводы увеличили переработку нефти на 25,1% — до 1828,9 тыс.т. В 2002г. украинские НПЗ увеличили переработку нефти и газово-

го конденсата на 26,2% по сравнению с 2001г. — до 19420 тыс.т.

— По сообщению пресс-службы ОАО «Укртранснафта», объем транспортировки нефти магистральными нефтепроводами Украины в I кв. 2003г. составил 13821,9 млн.т., что на 16,4% больше по сравнению с соответствующим периодом 2002г. На НПЗ Украины транспортировано 5799,364 тыс.т., транзит составил 7866,593 тыс.т., экспорт — 144,967 тыс.т. ГАО «МН «Дружба» в I кв. 2003г. транспортировало 5824,5 тыс.т. нефти (в I кв. 2002г. — 4223,4 тыс.т. нефти). ГАО «Приднепровские магистральные нефтепроводы» в I кв. 2003г. транспортировало 7997,3 тыс.т. нефти (в I кв. 2002г. — 7651,4 тыс.т.). В период янв.-мая 2003г. с нефтетерминала «Южный» загружено 9 танкеров общим объемом 767 тыс.т. нефти. Как отметил председатель правления ОАО «Укртранснафта» А.Тодийчук, ожидается, что в 2003г. нефте-транспортная система Украины будет заполнена на 56% (в 2002г. — на 48%).

— По сообщению минтопэнерго Украины, в апр. 2003г. транзит нефти через Украину снизился на 17,6% по сравнению с мартом — до 2552,4 тыс.т. Приднепровские нефтепроводы снизили транзит нефти на 17,5% — до 1140,7 тыс.т., нефтепровод «Дружба» — на 17,7% — до 1411,7 тыс.т. В янв.-апр. 2003г. транзит нефти через Украину увеличился на 24% по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 10564 тыс.т. В марте 2003г. транзит нефти увеличился по сравнению с фев. на 49,3% — до 3098,1 тыс.т. В 2002г. транзит нефти через Украину сократился на 43,7% по сравнению с 2001г. — до 27403,1 тыс.т.

Транзит нефти, в тыс.т.

апр. 2003г. март 2003г. I-IV 2003г. I-IV 2003г. в% к I-IV 2002г.

Всего	2552,4	3098,1	10564	124
Приднепровские нефтепроводы	1140,7	1382,4	4603,8	123
Нефтепровод «Дружба»	1411,7	1715,7	5960,2	124,6

— По сообщению первого вице-президента ЕБРР Н.Дойл, Европейский банк реконструкции и развития намерен участвовать в проекте международного консорциума по управлению украинскими транзитными газопроводами с участием России и Германии. По ее словам, ЕБРР планирует либо кредитовать проект, либо вложить средства в его уставный фонд. «Это еще очень ранняя стадия (переговоров) — мы продолжаем обговаривать условия нашего участия... похоже на то, что Европейский банк будет выступать или кредитором, или, может, войдет в этот проект акционерным капиталом», — сказала она. По словам Н.Дойл, ЕБРР еще не определил объемы средств, который он намерен вложить в проект консорциума.

Возможность участия ЕБРР в разработке такого проекта зафиксирована в подписанной кабмином Украины и ЕБРР программе сотрудничества на 2003-04гг. Представители Украины, России и Германии, которые провели 23 апр. 2003г. первую трехстороннюю встречу по созданию консорциума для управления украинскими газопроводами, не обсуждали важных вопросов, договорившись о новой встрече 7-8 мая 2003г.

— По данным минтопэнерго Украины, в апр. 2003г. добыча газа в Украине увеличилась на 3,4% по сравнению с апр. 2002г. — до 1579,2 млн. куб.м. В янв.-апр. 2003г. добыча газа увеличилась на 2,8% по сравнению с соответствующим периодом 2002г.

— до 6431 млн. куб.м. В марте 2003г. добыча газа в Украине увеличилась на 1,9% по сравнению с мартом 2002г. — до 1665,2 млн. куб.м. В 2002г. добыча газа в Украине увеличилась на 1,4% по сравнению с 2001г. — до 18600,1 млн. куб.м.

Добыча газа в Украине в апр., млн. кубометров:

	апр. 2003г.	апр. 2003г. в% к апр. 2002г.	I-IV 2003г.	I-IV 2003г. в% к I-IV 2002г.
Всего	1579,2	103,4	6431	102,8
- Нефтегаз Украины, в т.ч.:	1481,9	102,2	6034,4	101,3
- «Укрнефть»	258,4	97,3	1046,9	99,4
- «Укргаздобыча»	1151,5	102,9	4696,9	101,2
- «Черноморнефтегаз»	72	108,4	290,6	110,2
Др. предприятия	97,3	126,7	396,6	134,4
- СП «Полтавская газонеф. компания»	28,3	141,3	104,3	129
- «Укрнефтегазтехнология»	22,9	135,7	95,1	140,6
- «Надра Украины»	12,3	74,9	49,9	82,4
- фирма «Пласт»	9,8	220	45,4	252,9
- «Днепрогазресурс»	5,1	-	20,7	-
- «Марьинское»	4,9	-	19,6	-
- «Куб-Газ»	4,6	-	18,3	-
- СП «Дельта»	3,5	105,5	14,9	91,1
- СП «Бориславская нефт. компания»	2,4	92,2	10,3	113,4
- «Тисагаз»	1,1	-	3,7	-
- СП «Укркарпатоил»	0,6	102,9	2,1	95,5
- «Регион»	0,6	-	2,1	-
- «Оберон-Уголь»	0,5	88	2,3	81,3
- «Европа нефть и газ Украина»	0,5	-	2,1	-
- СП «Каштан Петролеум»	0,2	144,2	0,7	134,2
- «Инвестор Атика»	0	-	1,5	-
- «Концерн Надра»	0	-	3,6	-

— По данным минтопэнерго Украины, в апр. 2003г. использование газа в Украине увеличилось на 18% по сравнению с апр. 2002г. — до 5,9 млрд. куб.м. В янв.-апр. 2003г. Украина увеличила потребление газа на 20,1% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. — до 34,1 млрд. куб.м. В марте 2003г. украинские потребители увеличили использование газа на 26,1% по сравнению с мартом 2002г. — до 8,7 млрд. куб.м. В 2002г. Украина сократила потребление газа на 1,1% по сравнению с 2001г. — до 69,7 млрд. куб.м.

Потребление газа в апр., по данным компании «Укртрансгаз», в млрд. куб.м.

	апр. 2003г.	апр. 2002г.	в% к апр. 2002г.
Всего	5,9	5	118
Население и коммун. потребители	2,8	2,3	121,7
- в т.ч. тепловые котельные	1	-	-
Энергетический комплекс	0,5	0,4	125
- Минтопэнерго	0,4	0,2	200
Металлургия	0,8	0,7	114,3
Химпром	0,7	0,6	116,7
Др. потребители	0,5	0,4	125
Расходы на транспортировку и добычу газа	0,6	0,6	100

— По данным минтопэнерго Украины, в апр. 2003г. импорт газа в Украину увеличился на 11,4% по сравнению с апр. 2002г. с 4,4 млрд. куб.м. — до 4,94 млрд. куб.м. В апр. 2003г. компания «Газпром» (Россия) поставила в Украину 2,5 млрд. куб.м. газа, Туркменистан — 2,4 млрд. куб.м. Др. компании импортировали 0,039 млрд. куб.м. газа. В янв.-апр. 2003г. импорт газа сократился на 1,9% по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 20,6 млрд. куб.м. В янв.-апр. 2003г. «Газпром» поставил 9,5 млрд. куб.м. газа, Туркменистан — 11 млрд. куб.м., др. компании — 0,1 млрд. куб.м.

В марте 2003г. импорт газа сократился на 7,7% по сравнению с мартом 2002г. с 6,1 млрд. куб.м. — до 5,63 млрд. куб.м. В 2002г. импорт газа в Украину сократился на 0,7% по сравнению с 2001г. — до 56,5 млрд. куб.м. Украинские компании добыли в апр. 2003г. 1,6 млрд. куб.м. газа. В начале апр. из хранилищ было взято 0,9 млрд. куб.м. газа, в конце апр. (после окончания отопительного сезона) было закачано в хранилища 0,8 млрд. куб.м. газа. В апр. украинские потребители использовали 5,9 млрд. куб.м. газа.

— По сообщению информантов Украины (13 мая 2003г.), Украинский научно-исследовательский проектный институт угольной промышленности (Киев) прогнозирует сокращение добычи угля в 2003г. на 9% по сравнению с 2002г. — до 75 млн.т. В 2002г. добыча угля сократилась на 1,9% по сравнению с 2001г. — до 81,857 млн.т. В 2001г. добыча угля увеличилась на 3,9% по сравнению с 2000г. — до 83,4 млн.т. В 2000г. добыча угля составила 80,27 млн.т.

Сейчас в Украине работают 180 шахт, административно объединенных в 174 юрлица. 92 из 180 шахт с глубиной разработки до 600 м. дают 40% добычи всего угля в Украине; 38 из 180 шахт имеют глубину разработки до 900 м. 90% шахт опасны по уровню накопления метана. На 50% шахт добыча угля ведется уже 50 лет.

— По данным Гостаможслужбы Украины, экспорт Украиной электроэнергии в окт. 2002г. возрос на 7,8% по сравнению с аналог. периодом 2001г. — с 5,468 млн. до 5,895 млн.долл. В Венгрию экспорт увеличился на 40% (с 3,166 млн. до 4,42 млн.долл.), Молдову — на 12,6% (с 1,24 млн. до 1,395 млн.долл.). В Польшу экспорт в окт. 2002г. не осуществлялся. Всего в янв.-окт. 2002г. Украина экспортировала электроэнергию на сумму 55,368 млн.долл., в частности, в Венгрию — на 35,248 млн.долл., Молдову — на 10,6 млн.долл., Польшу — на 8,468 млн.долл. По данным минтопэнерго, экспорт электроэнергии за 10 мес. 2002г. возрос на 48,2 млн.квтч., или на 2,3% — до 2,1 млрд.квтч. по сравнению с аналог. периодом 2001г. Объем импорта электроэнергии из России в окт. 2002г. снизился — с 0,1 млн. до 0,09 млн. Всего за 10 мес. 2002г. Украина импортировала электроэнергию из России на 3,863 млн.долл.

— 10 дек. 2002г., Национальная комиссия регулирования электроэнергетики Украины (НКРЭ) повысила стоимость электроэнергии в ночное время — с 25% до 30% с 1 янв. 2003г. НКРЭ повысила специальный тариф на поставку электроэнергии в ночное время с целью снижения убытков энергопоставляющих компаний. Сейчас предприятия, покупающие электроэнергию по специальным зонным тарифам, платят за нее 25% цены в ночное время, 102% в дневное время и 180% утром и вечером во время пиков потребления электроэнергии. Цена электроэнергии для предприятий в ночное время составляет 4 копейки/квтч. (0,75 цента), тогда как облэнерго покупает эту электроэнергию у энергорынка по цене 6-7 коп./квтч. (1,3 цента), что приводит к их убыткам.

В дек. 2001г. НКРЭ сократила сумму, предназначенную для компенсации потерь энергопоставляющих компаний от продажи электроэнергии по специальным низким тарифам в ночное время, на 26,1 млн. — до 60 млн.грн. В авг. 2001г. НКРЭ начала компенсировать убытки облэнерго от прода-

жи электроэнергии по специальным низким тарифам за счет повышения оптовой цены электроэнергии для всех потребителей. Наибольший размер убытков от продажи электроэнергии по специальным зонным тарифам имеют крупные облэнерго, в объеме продаж которых большая доля промышленности — «Днепроблэнерго», «Запорожьеоблэнерго», «Донецкблэнерго» и «Луганскоблэнерго».

— В нояб. 2002г. производство электроэнергии в Украине увеличилось на 0,4%, или на 58,1 млн.квтч. по сравнению с нояб. 2001г. — до 15870,5 млн.квтч. По сравнению с окт. 2002г. производство электроэнергии увеличилось на 5,26%, или на 793,2 млн.квтч. В янв.-нояб. 2002г. производство электроэнергии увеличилось на 0,03%, или на 42,8 млн.квтч. по сравнению с янв.-нояб. 2001г. — до 154029,8 млн.квтч.

В окт. 2002г. производство электроэнергии увеличилось на 4,9%, или на 700,2 млн.квтч. по сравнению с окт. 2001г. — до 15077,3 млн.квтч. В 2001г. Украина произвела 172 млрд.квтч. электроэнергии.

— В нояб. 2002г. Украина увеличила экспорт электроэнергии по сравнению с нояб. 2001г. на 23,2%, или на 68,8 млн.квтч. — до 365,3 млн.квтч. В янв.-нояб. 2002г. Украина увеличила экспорт электроэнергии по сравнению с янв.-нояб. 2001г. на 4,9%, или на 115,9 млн.квтч. — до 2465 млн.квтч.

В окт. 2002г. Украина увеличила экспорт электроэнергии по сравнению с окт. 2001г. на 7,8% — до 275,4 млн.квтч. В янв.-окт. 2002г. Украина увеличила экспорт электроэнергии по сравнению с янв.-окт. 2001г. на 2,3% — до 2100,8 млн.квтч.

— В нояб. 2002г. тепловые электростанции увеличили производство электроэнергии на 13,5%, или на 952 млн.квтч. по сравнению с нояб. 2001г. — до 8024,1 млн.квтч. В янв.-нояб. 2002г. украинские ТЭС сократили производство электроэнергии на 1,9%, или на 1 322,6 млн.квтч. по сравнению с янв.-нояб. 2001г. — до 67196,7 млн.квтч.

В окт. 2002г. ТЭС увеличили производство электроэнергии на 8,2%, или на 532 млн.квтч. по сравнению с окт. 2001г. — до 7028,7 млн.квтч. В нояб. 2002г. общее производство электроэнергии в Украине увеличилось на 0,4%, или на 58,1 млн.квтч. по сравнению с нояб. 2001г. — до 15870,5 млн.квтч. В янв.-нояб. 2002г. производство электроэнергии увеличилось на 0,03%, или на 42,8 млн.квтч. по сравнению с янв.-нояб. 2001г. — до 154029,8 млн.квтч. В 2001г. Украина произвела 172 млрд.квтч. электроэнергии.

— В нояб. 2002г. гидроэлектростанции увеличили производство электроэнергии по сравнению с окт. на 29,6%, или на 205,5 млн.квтч. — до 899,4 млн.квтч. В янв.-нояб. 2002г. украинские ГЭС уменьшили производство электроэнергии по сравнению с янв.-нояб. 2001г. на 20,7%, или на 2350,3 млн.квтч. — до 9004,4 квтч.

В окт. 2002г. ГЭС уменьшили производство электроэнергии по сравнению с окт. 2001г. на 17,65%, или на 148,7 млн.квтч. — до 693,9 млн.квтч. В янв.-окт. 2002г. ГЭС уменьшили производство электроэнергии по сравнению с янв.-окт. 2001г. на 23%, или на 2424 млн.квтч. — до 8105 млн.квтч.

— По информации пресс-службы НКРЭ, Национальная комиссия регулирования электро-

энергетики Украины снизила оптовую цену электроэнергии в янв. 2003г. по сравнению с дек. 2002г. на 2,14% — до 11,849 коп/квтч. Снижение оптовой цены на электроэнергию связано с планируемым снижением производства электроэнергии тепловыми электростанциями в янв.

НКРЭ устанавливает оптовую цену электроэнергии ежемесячно в зависимости от прогнозируемой структуры производства электроэнергии на атомных, тепловых и гидроэлектростанциях. На основе оптовой цены областные энергопоставляющие компании рассчитывают розничные тарифы на электроэнергию. В 2002г. оптовая цена электроэнергии выросла на 4,4%.

— По сообщению пресс-службы ГП НАЭК «Энергоатом», атомные электростанции Украины за янв.-нояб. 2002г. произвели 71,326 млрд.квтч. электроэнергии, что на 3,6% больше по сравнению с соотв. периодом 2001г. Общее производство электроэнергии в Украине за 11 мес. 2002г. составило 153,969 млрд.квтч.

Производство электроэнергии АЭС Украины за нояб. 2002г. составило 6,157 млрд.квтч. (общее по Украине — 15,870 млрд.квтч.). Плановое задание нояб. по производству электроэнергии НАЭК «Энергоатом» выполнил на 99,1% в связи с внеплановым ремонтом турбогенератора энергоблока №1 на Южно-Украинской АЭС.

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) на АЭС в нояб. составлял 72,5% (с начала 2002г. средний КИУМ увеличился на 2,6% — до 75,2%).

Выработка электроэнергии АЭС Украины и установленная мощность	
Выработка за нояб., млрд. квтч.	КИУМ, %
АЭС, всего, в т.ч.:	615772,5
-Запорожская АЭС	358283,4
-Южно-Украинская АЭС	60245,6
-Ровненская АЭС	124557,7
-Хмельницкая АЭС	728101,1

— В нояб. 2002г. на АЭС Украины в эксплуатации находилось 13 ядерных энергоблоков с установленной мощностью 11835 мвт., которая составляет 22,7% от общей установленной энергомощности страны. Доля АЭС от общего производства электроэнергии в Украине составила 38,9%.

— В нояб. 2002г. добыча угля увеличилась на 23,9%, или на 1,446 млн.т. по сравнению с окт. — до 7,496 млн.т. Добыча энергетического угля увеличилась на 14,1% по сравнению с окт. — до 3,865 млн.т., а добыча коксующегося угля увеличилась на 36,3% — до 3,632 млн.т.

В окт. 2002г. добыча угля сократилась на 6,8%, или на 0,438 млн.т. по сравнению с сент. — до 6,05 млн.т., а по сравнению с окт. 2001г. добыча угля сократилась на 1,8%, или на 0,112 млн.т. — до 6,05 млн.т. В окт. добыча энергетического угля сократилась на 4%, или на 0,136 млн.т. по сравнению с окт. 2001г. — до 3,387 млн.т.; добыча коксующегося угля также сократилась на 0,9%, или на 0,024 млн.т. по сравнению с окт. 2001г. — до 2,664 млн.т. В 2001г. украинские шахты добыли 83,4 млн.т. угля.

— Добыча угля угледобывающими предприятиями Украины в 2002г. составит 81,8 млн.т., что составляет 102,3% от производственного задания по добыче угля на год. 6 холдинговых компаний досрочно выполнили годовое задание и добыли сверх нормы 6,3 млн.т., из которых ГКХ «Ровенькиантрацит» — 2,470 млн.т., ГКХ «Свердловантра-

цит» — 1,364 млн.т., ГКХ «Краснолиманская» — 1,029 млн.т., ГКХ «Краснодонуголь» — 700,2 тыс.т., ГКХ «Добропольеуголь» — 450,3 тыс.т., ГКХ «Павлоградуголь» — 241,8 тыс.т.

Среди шахт, с наибольшим приростом добычи (более 200 тыс.т.) за 11 мес. 2002г. и которые уже выполнили годовое задание значатся: «Комсомолец Донбасса» — 494 тыс.т., им. Стаханова — 454 тыс.т., им. Вахрушева — 445 тыс.т., им. Фрунзе — 367 тыс.т., «Должанская Капитальная» — 346 тыс.т., «Красноармейская — Западная» №1 — 342 тыс.т., им. Дзержинского №2 — 339 тыс.т., им. Бажанова — 246 тыс.т., ш/у Луганское — 226 тыс.т., «Червоный партизан» — 209 тыс.т.

Финляндия

Импорт энергоносителей в 2002г. составил 11,7% от общего объема импорта Финляндии. В 2002г. в Финляндии была использована энергия в 33,5 млн.т. в нефтяном эквиваленте, 73,5% в энергобалансе приходится на импортируемые источники.

Происходящее в последние два года замедление темпов роста экономики, не способствовало увеличению потребления в стране энергоресурсов в целом, в т.ч. и электроэнергии, однако длительный период низких температур в конце 2002г. привел к общему росту энергопотребления на 1,6%. Доля энергетического сектора в целом в ВВП Финляндии, несмотря на его важность для экономики страны, составляет 2%.

Доля промышленности в энергопотреблении составляет 50%, что является следствием исторического развития финской экономики, основой которой является энергоемкая промышленность. Расходы на энергоснабжение являются наиболее существенными для многих финских лесоперерабатывающих, химических и других предприятий наряду с затратами на приобретение сырья и зарплату. Энергопотребление в промышленности страны, в пересчете на душу населения, является самым высоким в мире.

Структура использования энергоносителей в промышленности Финляндии за последние 20 лет изменилась. Потребление жидких энергоносителей сократилось и составляет 25%, что является низким показателем для индустриально развитых стран. В импорте энергоносителей 35% составляют нефть и нефтепродукты. В 2002г. общее количество сырой нефти и нефтепродуктов, импортированных в Финляндию, составило 14,4 млн.т.

Основным поставщиком сырой нефти и нефтепродуктов в 2002г. продолжала оставаться Россия. В 2002г. из России на рынок Финляндии было поставлено 7,8 млн.т. сырой нефти и нефтепродуктов включая бензин. В 2002г. в Финляндию было из РФ поставлено 4,6 млрд.куб.м. газа (2001г. — 4,2 млрд.куб.м.).

В 2002г. Финляндия экспортировала 5,27 млн.т. нефтепродуктов, в т.ч. 2,75 млн.т. бензина, 2,07 млн.т. дизтоплива, 107 тыс.т. авиатоплива, 10 тыс.т. мазута и 449 тыс.т. других нефтепродуктов.

Экспорт нефтепродуктов осуществлялся в европейские и прибалтийские страны. Крупнейшими импортерами нефтепродуктов из Финляндии в 2002г. являлись Швеция и США (55%).

В 2002г. Финляндия импортировала 4,5 млн.т. энергетического угля (2001г. 6,6 млн.т.). Потреб-

ность энергетики в угле и других видах топлива определяется текущей конъюнктурой рынка. Многие тепловые электростанции Финляндии имеют возможность сжигания в энергетических котлах различных видов топлива, что определяет соответствующие колебания в динамике импорта энергоносителей, в т.ч. и угля.

Основные поставки угля для компаний «Фортум», «Похьелан Войма» и «Хельсинки Энергия» осуществлялись из России, Польши, которые поставили в Финляндию в 2002г. 3,7 млн.т. угля. Российский уголь в Финляндию поставлялся как российскими организациями, так и фирмами некоторых западно-европейских стран.

Импорт энергетического угля в Финляндию, в тыс.т.

	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.	2002г.
Россия	1357	777	1472	2531	2837	2468
Польша	4402	2809	1639	2018	1958	1269
США	612	419	312	360	294	3
Другие страны	1069	608	158	152	935	1225
Всего	7440	4613	3591	5065	6124	4962

В 2002г. министерство торговли и промышленности Финляндии создало рабочую группу для подготовки предложений по ограничению использования угля для выработки электроэнергии и производства тепла. Результаты работы группы должны быть опубликованы к концу 2003г.

В последние годы правительство проводит целенаправленную политику на увеличение использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В 2002г. при министерстве торговли и промышленности была создана рабочая группа по ревизии программы развития ВИЭ, принятой в 1999г. и подготовке практических мер по ее реализации. Одним из решений рабочей группы в дек. 2002г. было увеличение государственной финансовой поддержки исследованиям в данной области в объеме до 200 млн. евро в ближайшие годы, что на 20% больше, чем было предусмотрено основной программой. В практическом плане реализация программы должна дать к 2010г. 30% рост использования ВИЭ по сравнению с 2001г. Рабочей группой также были предложены различные варианты финансирования и субсидирования энергетических объектов с использованием ВИЭ.

Финская промышленность уже является мировым лидером по изысканию способов использования восстанавливаемой биомассы для производства энергии. Леспром использует в большом количестве побочные продукты деревообработки для комбинированной выработки тепла и электроэнергии. Такие виды топлива на базе древесины как черный шлох, кора и другие отходы, являются заметными источниками энергии для финской промышленности. Древесные отходы и жидкие отходы, имеющие древесное происхождение, покрывают до 25% потребности промышленности в энергоносителях.

В 2002г. на электростанциях Финляндии было выработано 71,94 млрд.квтч. электроэнергии. Потребление электроэнергии составило 83,84 млрд.квтч., импорт — 9,9 млрд.квтч., и экспорт — 1,54 млрд.квтч. Импорт из России составил 7,94 млрд.квтч. (ВО «Технопромэкспорт» — 2,3 млрд.квтч.), что является наивысшим показателем за весь период сотрудничества между Россией и Финляндией в области поставок электроэнергии.

Для бесперебойного снабжения электроэнер-

гией в некоторых отраслях промышленности, в частности в лесной, создана своя система ее производства. Примером тому являются многочисленные электростанции при промышленных предприятиях, а также энергетические компании, создаваемые совместно несколькими промпредприятиями.

В авг. 2002г. правительством Финляндии был принят новый закон, определяющий условия предоставления госсубсидий на производство энергии, который был одобрен ЕС. Новый закон предоставляет возможность получения субсидий до 40% от объема инвестиций в объекты, сооружаемые с использованием инновационных технологий в области возобновляемых источников энергии и энергосбережения. Прежде такой уровень субсидий предоставлялся только для развития использования ветровой энергии.

Ядерная энергетика является важнейшей по значению источником энергии для Финляндии и используется промышленностью страны для покрытия базовых нагрузок, имеющих место в производствах с непрерывными процессами. Ядерные энергоблоки АЭС «Олкилуото» и АЭС «Ловиза» выработали в 2002г. в общей сложности 21,44 млрд.квтч. электроэнергии.

В мае 2002г. парламентом Финляндии принято принципиальное решение о сооружении в стране новой АЭС. Финская энергетическая компания «Теоллисууден Войма» по поручению правительства начала подготовку тендера по выбору подрядчика для строительства 5 атомного энергоблока. Планируемая мощность блока — 1000-1600 мвт., строительство предполагается начать не позднее 2005г. и осуществить ввод станции в эксплуатацию в 2010г.

Российские организации выразили заинтересованность принять участие в торгах на строительство АЭС. А/О «Атомстройэкспорт» планирует предложить проект АЭС — 91/99 с реактором ВВЭР 1000, разработанный для условий Финляндии в 1989-91гг. Аналогичная АЭС сооружается Россией в Китае в провинции Цзяньсу (300 км. южнее Шанхая). Срок подачи предложения участниками тендера — 31 марта 2003г. Основными конкурентами российской организации являются американский концерн «Дженерал Электрик» и германо-французский консорциум «Фраматом».

Российские уголь, лес и нефть. Наиболее болезненная для рынка грузоперевозок проблема госрегулирования связана с железнодорожным транспортом, особенно с его тарифами. Не в полном объеме реализуется утвержденная в 2001г. правительством России программа унификации внутренних и международных тарифов. Стоимость перевозки по территории России экспортных грузов до сухопутных пограничных переходов (до 1 янв. 2003г.) была в 3 раза выше чем для внутренних.

Кроме тарифов, у грузоотправителей вызывает большое беспокойство техническое состояние ж/д подвижного состава, от 20% до 60% которого эксплуатироваться не может. К 2005г. могут возникнуть проблемы с вывозом возрастающего объема экспорта российского леса в Финляндию.

Ситуацию может изменить вступающий в силу в апр. 2003г. закон «Об особенностях управления и распоряжения имуществом ж/д транспорта», входящий в пакет актов по реформированию отрасли. Данный закон предполагает приватизацию, выде-

ление в конкурентный сектор ряда структур МПС, в т.ч. тех, которые технически обслуживают грузовой подвижной состав.

Требуется пересмотра и подход МПС России к бизнес-составляющей транспортной политики. Подведомственные министерству региональные железные дороги предпочитают работать только с крупными заказчиками, в то время как за основной массой грузопотоков, в т.ч. на финско-российском направлении, стоят средние и мелкие грузовладельцы. Им приходится искать альтернативные виды транспорта, хотя перевозка контейнеров по железной дороге безопасней и ниже по стоимости.

Чехия

Энергоемкость ВВП ЧР в 2,3 раза выше, чем в среднем по странам ЕС. Вследствие этого от надежности и эффективности функционирования ТЭК зависит развитие и конкурентоспособность экономики страны в целом. Чехия не располагает собственными энергоресурсами, за исключением бурого угля, и ее энергетика базируется на импорте. Перед Чехией стоит задача структурных преобразований в энергетическом секторе, обусловленная технологическим перевооружением и развитием новых отраслей промышленности и услуг с высокой добавленной стоимостью.

В последние годы правительство Чехии предпринимает меры по реформированию топливно-энергетического комплекса страны в соответствии с принципами энергетической политики ЕС. В янв. 2000г. оно одобрило подготовленный минпром и торговли ЧР стратегический документ «Энергетическая политика», рассчитанный на 15-25 лет. Основными целями госэнергетической политики являются: охрана окружающей среды при поступательном развитии экономики; бесперебойное обеспечение энергией; обеспечение конкурентоспособности экономики;

В рамках достижения указанных целей ставятся задачи: обеспечение рационального использования отечественных первичных энергоресурсов, что позволит уменьшить зависимость от импорта; ограничение госвмешательства в экономические процессы и его нормативно-правовое оформление; согласование экономического развития с социальным развитием и охраной окружающей среды; реализация решений и установлений ЕС в области развития энергетического сектора; расширения свободы принятия решений конечными потребителями энергии при выборе поставщиков топлива, энергии и услуг; создание прозрачных и относительно стабильных условий для эффективного развития энергетического комплекса.

В практическом плане в принятой правительством программе сформулированы конкретные проблемы и определены пути их решения: завершение процесса упорядочения цен и структуры тарифов, валоризация амортизационных отчислений. Ценообразование в Чехии формируется в соответствии с законами №526/1990, 135/1994 и 151/1997. Согласно параграфу 10 закона 526/1990 минфин ЧР определяет список товаров, цены которых необходимо регулировать, и публикует его в специализированном вестнике (Cenovy vestnik). Электроэнергия и газ относятся к числу таких товаров. 22.11.1999 правительство ЧР своим поста-

новлением №1250/1999 одобрило подготовленный совместно МПТ и МФ ЧР проект, определяющий формирование цен на электроэнергию и газ до 2002г. для всех категорий потребителей, которые делятся на четыре группы. Для электроэнергетики: потребители электроэнергии сверхвысокого, высокого и низкого напряжения, которые состоят из двух подгрупп (предприниматели и жилой сектор). Для газа: крупные, средние и мелкие потребители, а также жилой сектор. С 2000г. начат пересмотр подхода к ценообразованию в топливно-энергетическом комплексе ЧР в соответствии с нормами ЕС, которые требуют учета всех издержек производства в конечной стоимости продукции.

Проведена эффективная приватизация ключевых энергетических компаний при сохранении госучастия в энергетических ресурсах и инфраструктуре. Газовый монополист «Трансгаз» выкуплен немецкой компанией RWE. Нефтяной холдинг «Унипетрол» в 2001г. был продан частной чешской фирме «Агроферт» с участием американского капитала, но не был оплачен покупателем, в результате чего в 2002г. данная сделка была аннулирована. Правительство ЧР пока не определило сроки и условия проведения тендера на повторную приватизацию холдинга. Тендер на продажу компании «Чешские энергетические заводы» (ЧЭЗ) отложен до середины 2004г.

Принято решение оставить в 100% госсобственности нефтяные компании «Чепро» и «Меро», которые признаны стратегически важными (в т.ч. для обороноспособности страны), т.к. они обеспечивают транспортировку нефти, распределение жидкого топлива, его складирование и охрану.

В нояб. 2000г. был принят закон №458 «Об условиях деятельности и государственном регулировании в энергетическом секторе» (сокращенно «Закон об энергетике»), который вступил в силу с 1 янв. 2001г.

В соответствии с законом физ. и юрлица осуществляют свою деятельность на энергетическом рынке только на основе лицензии, выданной государственным регулирующим органом. Лицензия сроком не менее чем на 25 лет выдается на следующие виды деятельности: производство электроэнергии; производство газа; передача электроэнергии; транспортировка газа; распределение электроэнергии; распределение газа; хранение газа; производство тепла; распределение тепла.

Лицензии на торговлю газом и электроэнергией выдаются на срок не менее 5 лет. Лицензии на передачу электроэнергии и транспортировку газа являются эксклюзивными и распространяются на всю территорию ЧР. Соискатели лицензий должны подтвердить финансовую, техническую и профессиональную состоятельность, необходимые для реализации лицензии, а также представить бизнес-план.

Госконтроль на энергетическом рынке осуществляют министерство промышленности и торговли, Управление по регулированию энергетики и Государственная энергетическая инспекция. МПТ: выдает разрешение на строительство новых производственных мощностей и линий передачи энергии, теплотрасс и газопроводов; разрабатывает госэнергетическую политику; обеспечивает выполнение обязательств, взятых на себя ЧР по международным соглашениям.

Задачами Управления по регулированию энергетики являются обеспечение конкуренции на рынке и защита интересов потребителей в тех секторах энергетики, где конкуренция невозможна. Управление является независимым госорганом, его глава назначается правительством ЧР, деятельность финансируется отдельной строкой госбюджета. Управление: выдает лицензии, изменяет и отзывает их; устанавливает требования к качеству поставляемых продуктов и предоставляемых услуг; устанавливает техусловия функционирования энергетического сектора; осуществляет ценовое регулирование; распоряжается специальным Фондом покрытия убытков лицензированных экономических субъектов, которые возникли в результате санкционированного превышения лимитов лицензии; разрешает спорные вопросы, при реализации лицензий; инициирует инспекционные мероприятия.

Закон четко определяет права и обязанности всех участников рынка электроэнергетики, газа и теплообеспечения. Непосредственно в законе прописан поэтапный процесс открытия рынка. В электроэнергетическом секторе рынок планируется полностью либерализовать к 1 янв. 2006г., ступенчатость процесса выстроена в зависимости от объемов годового потребления энергии конечными потребителями: с 1 янв. 2002г. свободный доступ на рынок будут иметь физ. и юрлица, потребляющие более 40 мвт.; с 1 янв. 2003г. — 9 мвт.; с 1 янв. 2005г. все потребители, подключенные к высоковольтным линиям, и низковольтные потребители с объемом потребления электроэнергии более 100 мвт.; с 1 янв. 2006г. все потребители без исключения.

По рынку газа установлены следующие этапы либерализации: с 1 янв. 2005г. рынок открывается на 20% и свободный доступ получают компании, использующие газ для выработки электроэнергии и тепла, лицензированные газораспределительные компании, и другие потребители, которые ежегодно получают более 15 млн.куб.м. газа по одной точке подключения к газораспределительной сети; с 1 янв. 2008г. рынок открывается на 33% и свободный доступ на рынок помимо вышеперечисленных категорий получают потребители с ежегодным объемом потребления более 5 млн.куб.м. по одной точке подключения к газораспределительной сети.

Программа экономии энергии финансируется за счет госбюджета, привлекаются также кредиты ВБ и средства, выделяемые в рамках проектов ЕС. В том, что касается возобновляемых источников энергии, предполагается повысить их долю в балансе потребления первичных источников энергии с 1,7% в 2000г. до 8% в 2020г.

Принята программа закрытия угольных шахт, которая реализуется постепенно с учетом необходимости решения вытекающих социальных и экологических проблем. Добывается 50 млн.т. бурого угля и лигнитов и 14 млн.т. каменного угля, к 2030г. планируется снизить добычу до 29 и 1 млн.т.

В связи с предстоящим в 2004г. вступлением ЧР в ЕС, правительство Чехии должно в 2003г. на основе прогнозных показателей развития топливно-энергетического комплекса разработать и утвердить новую концепцию развития топливно-энергетического комплекса на долгосрочную перспективу. Ее основные положения будут жестко увязаны

с общей энергетической политикой ЕС, с учетом требований Евросоюза по диверсификации источников энергии, либерализации рынка, ценообразованию и соблюдению экологических норм.

Баланс и структура энергопотребления Чешской Республики, в %: бурый уголь — 35,2; природный газ — 20,3; нефть — 18,5; каменный уголь — 15,7; ядерное топливо — 8,6; возобновляемые источники (включая биомассу и отходы) — 1,7.

Потребление топлива и энергии в стране в 2001г., в %: промышленность и строительство — 48,3; жилой сектор — 22,2; торговля и сфера услуг — 12,4; транспорт — 13,1; сельское хозяйство — 4.

В целях практической реализации рыночных принципов в области электроэнергетики государственная компания «Чешские энергетические заводы» (аналог российского РАО ЕЭС) в начале 90гг. была трансформирована в акционерное общество ЧЭЗ и несколько малых региональных компаний с небольшими электростанциями местного значения. АО ЧЭЗ играет доминирующую роль на чешском рынке электроэнергии. «Рыночная система» в электроэнергетической сфере была организована «сверху» с одной доминирующей компанией, которая диктует свои условия на рынке.

Правительство ЧР намеревалось в I пол. 2002г. продать госпакет акций ЧЭЗ, но из-за низкой цены предложений было вынуждено отменить объявленный тендер. В области электроэнергетики рыночные взаимоотношения находятся еще только на подготовительной стадии.

Всего в 2001г. в Чехии было произведено 68,8 твтч. электроэнергии, что на 1,5% больше чем в 2000г. 60% электроэнергии было произведено на тепловых электростанциях, 20% — на АЭС, 18,3% — на ГЭС и 1,7% — на других источниках.

В 2001г. Чехия экспортировала 15,1 твтч. электроэнергии (импортерами являлись ФРГ, Австрия, Словакия и Швейцария) и импортировала 2,6 твтч. (в основном из Польши).

Чили

Доля энергетического сектора в ВВП страны в 2002г. составила 3,3% с учетом газо- и водоснабжения (данные за 3 кв.). В 2002г. производство электроэнергии в Чили возросло на 2,6% и достигло 42353 млрд.квтч. На ГЭС было выработано 22605 млрд.квтч. и на ТЭС — 10568 млрд. квтч. Основными потребителями вырабатываемой электроэнергии остаются горнорудная промышленность — 35,8%, металлургия и обрабатывающая промышленность — 27,3%, коммунальное хозяйство — 15,3%, коммерция — 8,9%, сельское хозяйство — 1,8%.

В 2002г. продолжалась тенденция снижения добычи национальных энергоносителей (нефть, газ, уголь), что связано с истощением внутренних запасов. В 2002г. в Чили было добыто: сырой нефти — 336,4 тыс.куб.м. (384,8 — 2001г.); природного газа — 2543 тыс.куб.м. (2683,7 — 2001г.); угля — 388,3 тыс.куб.м. (578,3 — 2001г.). Основными иностранными поставщиками нефти и нефтепродуктов на местный рынок являются: Южная Корея — 47%, Аргентина — 20%, США — 15%, Россия — 6%, Литва — 6% и др. страны — 6%.

В 2002г. годовой прирост энергопотребления в стране составил 4,6% и для его удовлетворения

требуется 800 млн.долл. инвестиций в год. С учетом того, что развитие данной отрасли зависит от частных компаний, перед правительством стоит задача по выработке эффективных мер по защите энергетических интересов страны. В 2002г. были внесены законодательные изменения в области установления отпускных («нулевых») цен на электроэнергию для производителей и в системе распределения для крупных поставщиков и потребителей. Эти шаги должны сделать внутренний рынок энергетики более «прозрачным» и привлекательным для потенциальных чилийских и иноинвесторов.

Объем инвестиций для производства 1 квтч. в стране составляет: на дизтопливе — 500 долл.; на газе — 750 долл.; на угле — 1000 долл.; на воде водохранилища — 1000-1500 долл. «Базовая цена» за 1 квтч составляет 0,03 долл.

В общем объеме производства электроэнергии увеличилась доля ТЭС комбинированного цикла, использующих в качестве топлива природный газ и различные виды нефтепродуктов и снизилась доля ТЭС на угле.

В стране существует долгосрочная программа развития энергетики. Координатором этой программы является Национальная комиссия по энергетике Чили (CNE). В соответствии с этой программой в 2002г. продолжалось строительство ГЭС «Ралко» мощностью 570 мвт. и ТЭЦ «Тал Тал» комбинированного цикла, использующей в качестве топлива природный газ и различные виды нефтепродуктов. Данные электростанции должны вступить в строй в 2003г.

До конца 2010г. планируется построить еще 8 ТЭЦ комбинированного цикла, каждая мощностью 372,6 мвт. Электростанции будут вводиться в строй, начиная с 2004г. ежегодно по одной ТЭЦ. На 2008г.в Чили запланировано строительство только одной ГЭС «Нелтуме» на 400 мвт. Программой предусмотрено строительство в 2004г. ЛЭП, которая должна объединить все действующие в стране энергосистемы, а 2007г. — ЛЭП для соединения энергосистем Чили и Аргентины.

Производство и потребление электроэнергии в Чили, в млрд.квт

	Производство				Потребление
	Всего	ТЭС	КЦ	ГЭС	
2000г.....	39586	12730	8024	18832	39510
2001г.....	41286	9810	10217	21259	37883
2002г.....	42353	10568	9180	22605	39777

Производство электроэнергии энергетическими системами Чили, в млрд.квт

	Сист. СИНГ		Сист. СИС		Другие*	
	Всего	%	Всего	%	Всего	%
2000г.	39586	20,8	29074	73,4	2275	5,7
2001г.	41286	20,5	30251	73,3	2589	6,3
2002г.	42353	20,9	30969	73,1	2519	6,0

* Включая системы Айсен, Магелланес и Аутопродукторес.

ШВЕЦИЯ

В июне 2002г. парламент одобрил предложенный правительством план по энергоснабжению страны, который предполагает сворачивание атомной энергетики по «немецкой модели». Она предусматривает заключение в 2003г. «добровольного соглашения» с энергетикой, в котором закреплена максимально допустимый уровень выработки энергии на всех АЭС страны. Решение о распределении этой квоты между существующими энергоблоками возлагается на отрасль. Исключе-

ние, по политическим соображениям, делается только для АЭС «Барсебек», ее последний (второй) энергоблок будет закрыт в 2003г. Выбранный вариант реализации решения референдума 1980г., на практике означает разрешение эксплуатировать имеющиеся АЭС в ближайшие 20 лет до их естественного физического износа.

Согласно решению парламента, на энергетические цели в госбюджете 2003г. выделено 1687 млн.шв.крон, из них: на технические вопросы — 65 млн.шв.крон; поддержку энергетической техники — 132; продвижение на рынке новых типов энергетической техники — 230; климатические вопросы — 50; энергетические НИОКР — 438; поддержка производства электроэнергии на малоразмерных установках — 100; закрытие АЭС Barseback — 346; финансирование Национального агентства по энергетике (Energimyndigheten) — 140 млн.шв.крон. Правительству даны полномочия на расходование 2,3 млрд.шв.кр. в 2004-07гг. на первые шесть вышеуказанных целей.

Структура энергоснабжения и энергопотребления в Швеции остается стабильной в течение последних 10 лет. Точные цифры для 2002г. станут известны во II кв. 2003г., однако очевидно, что они будут мало отличаться от показателей 2001г. (по прогнозам Energimyndigheten, энергопотребление страны в 2002г. составило 619 твтч. и в 2003г. составит 631 твтч.). Общее потребление всех видов энергоресурсов в Швеции в 2001г. составило 616 твтч. (расчет проводился в соответствии с рекомендациями ООН методом для международной статистики).

Энергобаланс Швеции в 2001г.

Энергоснабжение, твтч.	Источник, %	
Импорт электроэн.....	-7	-1,1
Нефтепродукты.....	192	31,2
Природный газ.....	9	1,5
Уголь.....	27	4,3
Биотопливо.....	98	15,9
«Тепловые насосы».....	7	1,1
Гидроэнергия.....	79	12,8
Атомная энергетика.....	211	34,3
Всего	616	100

Энергопотребление, твтч.

Энергопотребление, твтч.	Потребитель, %	
Жилье и сфера обслуживания.....	156	25,3
Промышленность.....	150	24,4
Транспорт внутри страны.....	92	14,9
Транспорт за рубеж.....	40	6,5
Потери в атом. энергетике.....	138	22,4
Потери.....	40	6,5
Всего	616	100

С 1996г. в Швеции существует свободный рынок электроэнергии, покупатель может выбирать поставщика электричества, как внутри страны, так и за рубежом. Для организации торговли электроэнергией в североевропейских странах создана специальная биржа NordPool. Важной предпосылкой функционирования свободного рынка электроэнергии является наличие достаточных мощностей передачи электроэнергии как между различными районами внутри страны, так и между соседними государствами. Задача создания и поддержания таких мощностей возложена в Швеции на госкомпанию Svenska Kraftnat. Передача электроэнергии между северной и центральной частью страны ограничена 6700-7000 мвт., а между центральной и южной частью — 4000-4500 мвт.

Наличие передающих мощностей из Швеции
в соседние страны, в мвт.

	В Швецию	Из Швеции
Северная Норвегия.....	1 400-1 550	900-1 550
Центральная Норвегия.....	450-680	450-680
Южная Норвегия.....	1 850	1 850
Швеция-Дания		
Jutland.....	610	580
Zealand.....	1 650	1 350
	В Швецию	Из Швеции
Северная Финляндия.....	1 100-1 300	1 500
Южная Финляндия.....	550	500
	В Северные страны	Из Северных стран
Финляндия-Россия.....	1 050	60
Норвегия-Россия.....	50	50
Швеция-Польша.....	200-400	600

Максимальный пик потребления электроэнергии в Швеции был зафиксирован 5.02.2001г. и составил 27000 мвт., имеющиеся в стране мощности теоретически позволяют покрывать до 32000 мвт. На 2002г. структура электрогенерирующих мощностей: ГЭС – 13670-14100 мвт., АЭС – 9456 мвт., ГЭС – 2300-2600 мвт., резервные законсервированные электростанции – 1600-1700 мвт. (могут быть запущены в течение 2-3 мес.), импорт 1800-2000 мвт. Всего 28800-30250 мвт. Ряд потребителей имеют газотурбинные генераторы на случай перебоев с электроснабжением суммарной мощностью до 1350 мвт. Вся электроэнергия в Швеции вырабатывается на ГЭС и АЭС.

Согласно прогнозам Energimyndigheten, производство электроэнергии в стране снизится в 2002г. до 140,7 твтч. и в 2003г. до 139,3 твтч., за счет доли ГЭС. Нехватка энергии будет компенсирована нетто-импортом в объеме 9,3 твтч. в 2002г. и 11,8 твтч. в 2003г.

Баланс электроснабжения Швеции, твтч.

Источник	Выработка электроэнергии		Потребление электроэнергии	
	2001г.	2010г.	Потребитель	2001г. 2010 г.
ГЭС.....	78,5 (49,8%)	68,6	Промыш-ть.....	55,1 (36,7%)
Ветроэл-ии.....	0,5 (0,3%)	3,9	Транспорт.....	2,8 (1,8%)
АЭС.....	69,2 (43,8%)	63,6	Жилье, услуги.....	75,3 (50%)
Пром. энергоустан.....	4,4 (2,8%)	4,9	НПЗ.....	5,2 (3,6%)
ТЭЦ.....	5,3 (3,3%)	6,9	Потери.....	12,1 (8%)
Итого.....	157,8 (100%)	147,8		
Импорт-экспорт.....	-7,3	4,2		
Всего.....	150,5	152	Всего.....	150,5

При конкурентоспособных ценах существуют определенные предпосылки для поставки российской электроэнергии через Финляндию на шведский рынок, как путем заключения контрактов непосредственно со шведами, так и с использованием финских фирм в качестве промежуточного звена. **30% импортируемой шведами из Финляндии электроэнергии имеет российское происхождение.** В случае строительства в Финляндии 5 энергоблока АЭС страна будет в состоянии самостоятельно покрыть спрос на электроэнергию со стороны Швеции.

Средняя цена на электроэнергию на спотовом рынке NordPool в последние годы растет. Если в 2000г. она равнялась 12 эре/квтч, то уже в 2001г. составила 21,1 эре/квтч, а в янв. 2003г. отмечались пики до 104 эре/квтч (абсолютный зафиксированный рекорд составляет 211,4 эре/квтч). Повышение цен объясняется ростом цен на нефть, газ, уголь; понижением уровня запасов воды в водохранилищах до нормального уровня, а также изменениями в налоговой системе Дании. Росту цен

способствовала энергетическая политика Швеции, рост налогообложения на электроэнергию, потребляемую частными хозяйствами. За последние 5 лет налогообложение использования электричества для этих потребителей возросло на 134%.

Уголь, кокс. Доля использования твердого топлива (уголь, кокс) в энергопотреблении страны сохраняется стабильной на уровне 1970г. и составляет 4%. Швеция импортирует уголь из: Польши, США и Австралии (по 25% из каждой страны), России, Канады и Венесуэлы. К 2003г. импорт угля вырастет на 7,7% по отношению к уровню 2000г.

	Импорт угля, в млн.т.				
	1998г.	1999г.	2000г.	2001г. (9 мес.)	2002г. (9 мес.)
Всего.....	3,34	3,19	3,32	3,28 (2,088)	(2,070)
Из России.....	0,18	0,18	0,32	0,32 (0,25)	(0,32)

Благодаря целенаправленной политике правительства, потребление биотоплива в Швеции имеет тенденцию к росту. Выработка энергии с применением биотоплива, твтч. в год: 1998г. – 91, 1999г. – 90, 2000г. – 96, 2001г. (9 мес.) – 97 (72,7), 2002г. (9 мес.) – 72,7.

Под биотопливом понимается топливо древесного происхождения (как полученное в лесу, так и полученное в результате с/х возделывания), отходы целлюлозно-бумажного производства, торф, а также бытовые отходы. Эти энергоносители производятся в основном в Швеции и применяются в леспрое, районных котельных, для теплоснабжения жилых односемейных домов, производства электроэнергии. Получить статистику импорта биотоплива сложно, по косвенным данным, он составляет 7-9 твтч. в год. Потенциальный объем рынка биотоплива в Швеции эксперты оценивают до 160 твтч. к 2010 г.

Доля ветроэнергетики в Швеции является незначительной, 0,5 твтч., однако, правительство проводит активную политику на поощрение развития наиболее конкурентоспособных возобновляемых источников энергии. Официальная цель – достичь уровня производства 10 твтч. в год к 2010г. С 2003г. начал действовать новый механизм – продажа «зеленых сертификатов», который будет в течение 5 лет стимулировать потребителей приобретать электроэнергию, выработанную с использованием возобновляемых источников энергии (ГЭС, биотопливо, ветроэнергетика). На 2001г. в стране было установлено 570 ветроэлектростанций суммарной мощностью 295 мвт., в течение года они выработали 482 гвтч. электроэнергии.

Россия продолжает оставаться одним из основных поставщиков обогащенного урана в Швецию, где занимает 20% рынка.

	Импорт Шведией топлива для АЭС, в тоннах				
	1998г.	1999г.	2000г.	2001г. (9мес.)	2002г. (9мес.)
Суммарный.....	358	253	292	222 (158)	(264)
Из России.....	70	53	0	18 (18)	89 (89)

Транснациональная деятельность. В 2002г. шведская госкомпания Vattenfall продолжала закрепляться на рынке Германии и Польши на базе крупных приобретений местных энергетических предприятий, сделанных еще в 2001г. (суммарный

объем инвестиций составил 80 млрд.шв.кр.). Эти страны стали более привлекательным и важным рынком для компании, чем традиционный рынок в Скандинавии. В связи с заключенными договорами Vattenfall приобрел себе контрольный пакет (73,8% за 20 млрд.шв.кр. с опционом на покупку еще 25% за 8 млрд.шв.кр.) в энергетическом консорциуме Hamburgische Electricitäts Werke (HEW). Резервов Vattenfall-HEW достаточно для проведения необходимых преобразований в структуре консорциума до 2006г., т.е. срока, когда ожидается получение первой прибыли. В результате Vattenfall стал одной из лидирующих энергетических компаний на севере Германии и крупнейшим поставщиком электроэнергии в Берлине.

Приобретения в Германии и Польше состояли из мощностей, работающих на различных видах ископаемого топлива (бурый и каменный уголь). Сохраняется потенциальная вероятность покупки компанией Vattenfall немецкой газовой фирмы VNG у Eon, в случае такого требования со стороны КЕС (в перспективе не исключено слияние Eon с другой немецкой энергетической компанией — Ruhrgas, что в части природного газа противоречило бы соблюдению конкурентных условий на рынке). Такая политика шведского госконцерна вызывает резкую критику у себя дома на фоне предпринимаемых Швецией политических и экономических усилий по выполнению обязательств Киотского протокола и других природоохранных мероприятий.

Шведский энергетический госконцерн Vattenfall производит крупные инвестиции за пределами Северных стран (Германия, Польша). Финский энергоконцерн Fortum заметно расширил свое присутствие на шведском рынке. С 1996г., им было приобретено собственности на 60 млрд.шв.кр. (концерн Ford заплатил за компанию Volvo Pensionvagnar 50 млрд.шв.кр.).

Проникновение на рынок началось в 1996г., когда предшественник Fortum — финская госкомпания IVO купила шведскую энергетическую фирму Gullspang и часть АЭС Forsmark. Осенью 2000г. Fortum приобрел за 16 млрд.шв.кр. все энергетические мощности, снабжающие вторую по величине в мире лесобработывающую компанию — шведскую Stora Enso. В их число входили две крупных ГЭС и часть АЭС Oskarshamn и оставшаяся часть АЭС Forsmark. Следующим шагом стала покупка в несколько стадий одной из трех крупнейших шведских энергетических компаний — Birka Energi за 50 млрд.шв.кр.

После указанных действий Fortum приобрел 1,3 млн. клиентов в Северных странах и стал вторым по величине поставщиком электроэнергии в регионе (после Vattenfall) и крупнейшим поставщиком централизованного теплоснабжения.

Fortum владеет 26% акций энергетической компании TVO, которая получила разрешение национального парламента на строительство пятого реактора АЭС в Финляндии. Инвестиции оцениваются в 2,5 млрд.евро, принятие окончательного решения о начале строительства ожидается в 2003-04г. Fortum владеет также сетью бензозаправочных станций в Финляндии, России, странах Балтии и Польше.

Несмотря на предпринимаемые госорганами усилия, на рынке энергетики Швеции сложилась олигополия, характерная тем, что три крупные

энергетические компании (Vattenfall, Sydkraft и Fortum) занимают доминирующее положение — на них приходится 88% производства энергии в стране.

Крупнейшие энергетические компании в Швеции

	Доля рынка энергопроиз-ва в Швеции		Доля в акционер. Владельцы
	Доля рынка	Доля в акционер.	
Vattenfall	48,5%	Шведское государство	100%
Sydkraft	20,7%	Eon Energie	55%
		Statkraft	44,6%
		Другие	0,4%
Fortum	18,8%	FortumKraft	100%
Skelleftea Kraft	2,3%	Skellefteakommun	100%
Graninge	2,3%	Sydkraft	23%
		Edf	35,9%
		Eon Energie	13,3%
		Fam Nordino Rudbeck	17,4%
Другие			10,4%
Всего	92,6%		

Результаты экономической деятельности, за 9 мес. 2002г.

	Оборот,	Прибыль после	Сотрудников,	Потребителей
	млн.шв.кр.	уплаты налогов	чел.	Швеции
Vattenfall	72 241	4 027	34 317	1 млн., всего
	млн.шв.кр.)	млн.шв.кр.		в Евр. 5 млн.
Fortum	7 858	690	14 333	890000
	млн.евро	млн.евро		всего в Сев. стр. 1,3 млн.
Sydkraft	13 593	2 196	5 070	850 000

Япония

Япония относится к числу ведущих мировых потребителей энергоресурсов, в первую очередь нефти и сжиженного природного газа. Собственная добыча нефти и природного газа в Японии незначительна ввиду крайне ограниченных запасов. Энергоснабжение Японии в значительной мере зависит от импорта углеводородного энергосырья.

В структуре первичного энергопотребления в Японии преобладает нефть. На нее приходится 51-52% в энергобалансе потребляемых энергоресурсов. К числу основных стран-экспортеров нефти в Японию относятся, в первую очередь, страны Ближнего Востока, на которые в 2001г. пришлось 88% ввезенной в страну нефти.

Нынешняя гипертрофированная зависимость Японии от импорта нефти из весьма узкой группы стран Персидского залива (ОАЭ, Саудовская Аравия, Иран, Катар и др.) вызывает озабоченность в правительственных, политических и деловых кругах Японии). В этой связи Япония настроена к более активной диверсификации источников снабжения нефтью и снижения энергетической зависимости от стран Ближнего Востока, о чем во многом свидетельствуют факты участвовавших в последнее время выступлений японских правительственных чиновников и экспертов.

Учитывая высокую долю нефти в энергобалансе страны (более 50%), правительством принимаются меры для снижения этого показателя в ближайшие 10-20 лет до 45-46% за счет увеличения доли природного газа и других альтернативных источников энергии, в т.ч. возобновляемых.

В целях энергетической безопасности в случае перебоев с поставками нефти в Японии предусмотрен резервный запас нефти в объеме 166-дневного потребления (данные на конец марта 2002г.). Из них объемы из государственных резервов эквива-

лентны потреблению в течение 89 дней, из частных резервов – 77 дням.

На долю природного газа в первичном энергобалансе Японии приходится около 13%. Японские потребители в основном используют природный газ, поступающий из-за рубежа в сжиженном виде (СПГ), незначительные объемы (4% от общего потребления) добываются внутри самой Японии (преф. Ниигата, Хоккайдо и др.). С целью решения проблем, связанных с защитой окружающей среды и уменьшением вредных выбросов в атмосферу, поставлена задача доведения доли природного газа в энергобалансе страны до 20% к 2020г.

Снижение зависимости от импорта энергоресурсов и переходу в перспективе к самообеспечению энергией Япония связывает также с развитием использования ядерной энергии, доля которой в общем энергобалансе составляет 13%, а в выработке электроэнергии – около 40%.

Учитывая, что в настоящее время топливо для АЭС Японии также приходится импортировать, разработана долгосрочная программа развития ядерной энергетики на период до 2030-2050г.г., составными элементами которой являются программа создания в стране замкнутого топливного цикла, перевод части атомных реакторов на использование смешанного уран-плутониевого оксидного (МОХ) топлива, что позволит приступить к использованию значительных запасов плутония, накопленных в результате переработки отработанного горючего.

Ставится задача к 2010г. довести число реакторов, работающих на данном перспективном виде топлива до 16 единиц. Одновременно будет продолжаться разработка технологий использования плутониевого топлива в реакторах-размножителях (FBR), строительство и ввод в эксплуатацию которых будет осуществляться поэтапно в период 2030-2050г.г. Перевод ядерной энергетики на реакторы этого типа в перспективе позволит полностью отказаться от импорта урана.

С учетом особой остроты проблемы хранения радиоактивных отходов в Японии, обусловленной ограниченными размерами территории и необходимостью соблюдения повышенных мер безопасности из-за сейсмической опасности, особый интерес для японских энергетических компаний представляет вариант «лизинга» ядерного топлива, включая МОХ-топливо для легководных реакторов.

Одновременно с развитием ядерной энергетики реализуются программы модернизации существующих тепловых электростанций, перевод их на комплексное использование различных видов топлива – угля, нефти, газа. Внедряются новые энергосберегающие технологии и альтернативные источники возобновляемой энергии, что также способствует снижению зависимости страны от импортируемых углеводородных энергоносителей.