

# ПОЛПРЕД

## ЭНЕРГЕТИКА за рубежом

том II

### СОДЕРЖАНИЕ

Австрия .....	2	Норвегия.....	24
Албания.....	2	Перу .....	25
Аргентина .....	3	Польша .....	25
Бразилия .....	4	БИОТОПЛИВО .....	27
Вьетнам .....	5	Саудовская Аравия .....	28
Германия .....	6	США .....	28
Грузия.....	9	Турция.....	32
Дания .....	11	Украина .....	33
Индонезия .....	13	Финляндия.....	34
Иран .....	14	Франция .....	36
Италия.....	15	АЭС .....	37
Китай .....	17	Чехия .....	38
Куба .....	18	ЕВРОЭНЕРГЕТИКА .....	38
Латвия.....	19	Чили .....	39
Ливия .....	20	Швеция .....	39
Марокко .....	20	Югославия .....	43
АЭС-2001 .....	20	Япония .....	44
АЭС-1999 .....	23		



EUROPEAN BUSINESS CLUB

Москва,  
2003г.

## Энергетика за рубежом

### АВСТРИЯ

Австрия является нефте- и газодобывающей страной. За счет собственной добычи покрывается 15% потребностей в нефти и 20% — в природном газе. На 12 предприятиях отрасли в 2001г. было занято 1,4 тыс.чел. Доминирующее положение в отрасли занимает концерн «Эстеррайхише Минеральфервалтунг» («Австрийское нефтяное управление»), которому принадлежит 90% добычи нефти и 63% газа в стране. В 2001г. в Австрии было добыто 1,05 млн.т. нефти и 1,95 млрд.куб.м. природного газа.

За счет импорта на 80% обеспечиваются потребности страны в природном газе, на 70% — в твердом топливе, на 85% — в нефти. Потребности в каменном угле целиком покрываются за счет импорта. В целом в 2000г. 75% потребностей страны в энергоносителях покрывалось за счет их импорта.

Разведанные запасы бурого угля, пригодные к разработке, оцениваются в 60 млн.т. Запасы сырой нефти и природного газа составляют, соответственно, 15 млн.т. и 16 млрд.куб.м.

Австрия располагает значительными гидроресурсами для производства электроэнергии, которые оцениваются в 55 млрд.квтч. в год. По состоянию на конец 2001г. было освоено 65% всего гидроэнергетического потенциала.

В Австрии насчитывается 1900 электростанций, в т.ч. 300 ТЭС. Общая установленная мощность электростанций составляет 18,2 тыс.мвт. При этом почти 1/3 ТЭС имеют мощность менее 1 мвт. Две трети производимой электроэнергии дают ТЭС. В целом в 2001г. производство электроэнергии в Австрии составило 61,8 млрд.квтч.

Топливо-энергетический баланс Австрии в 2001г.

	Собств.		Имп.		Внутр.
	Ед.	измер.	произв.	Эксп. потреб.	
Электроэнергия .....	млрд.квтч.	61,8	13,8	15,1	60,5
Кам. уголь, вкл. брикеты .....	тыс.т.	-	3408	-	3408
Нефть сырая .....	тыс.т.	1056	7200	-	8256
Бурый уголь, вкл. брикеты .....	тыс.т.	1249	129	-	1378
Природный газ .....	млн.куб.м.	1805	6086	-	7891

Внутренне потребление указано со складскими запасами.

### АЛБАНИЯ

Сначала 90гг. Албания переживает энергетический кризис, основной причиной которого является полная зависимость страны от гидроресурсов и увеличение в несколько десятков раз нагрузки на устаревшие, построенные еще во времена социализма линии электропередач. Негативно сказывается и задолженность по оплате за электроэнергию со стороны потребителей. Основными производителями электроэнергии остаются ТЭС на р.Дрин, мощность которых напрямую зависит от количества выпавших осадков.

Один из путей решения энергетического кризиса правительство видит в приватизации гидроэлектростанций и их модернизации. Несмотря на то, что необходимая законодательная база была создана в 1999г., всего одна ТЭС Smokthine на юге

страны была отдана в концессию итальянской компании Essegei. В результате инвестиций (1 млн.долл.) производство электроэнергии там увеличилось с 20 квтч. до 80 квтч. в сутки. В фев. правительство объявило о намерении приватизировать в 2002г. 52 энергообъекта.

Американское агентство по энергетике проявило интерес к проектам по реконструкции ТЭС во Влере и Фиере. По их оценкам, на реконструкцию ТЭС в Фиере может потребоваться 23 млн.долл., а чтобы повысить мощность ТЭС во Влере до 250-300 мвт., потребуется инвестировать 150-190 млн.долл.

Другим направлением деятельности правительства стало изменение ценовой политики с целью сокращения потребления электричества и более широкого использования альтернативных источников энергии, а также для лучшей собираемости средств с потребителей. Правительство пошло в дек. 2001г. на введение новых тарифов: 4 лека за 1 квт. (как и ранее) при потреблении менее 300 квт. в месяц и 8 лек за 1 квт. при потреблении ежемесячно свыше 300 квт. В 2001г. не досчитались 28 млрд.лек., или 38,1% от планируемых доходов (по сравнению с 2000г. эти потери снизились на 11%). Главными должниками оказались корпорации Albkom и Albbaker, которые вместе задолжали 16 млрд.лек (1 долл.=141 лек).

Основным выходом из создавшегося положения остаются финансовые заимствования и импорт электроэнергии из других стран. В янв. 2002г. правительство Албании приняло решение о закупке у болгарской компании НЕК 223 млн.квтч., (2,4 млн.квтч. в день) по 45 центов за квт., что увеличило импорт до 6 млн.квтч. в день. Помощь окажет и Греция, с 22 янв. 2002г. обещавшая ежедневно направлять в Албанию до 2,5 млн. квтч., электроэнергии в течение 20 дней. Переговоры о поставках электроэнергии велись с англичанами и хорватами. Румыния также выражала готовность направить электроэнергию в Албанию, но по очень высокой цене — 70 центов за квт. Албанцы ожидают, что помощь им окажут и США (поставки оборудования, в частности, генераторов, предоставление кредитов). Албанское правительство изучает и другие предложения.

Использование альтернативных источников энергии, прежде всего, жидкого газа, в Албании затруднено из-за отсутствия хранилищ, что привело к зависимости албанского рынка от греческих поставщиков. Его стоимость на местном рынке составляет в среднем 100 лек за 1 кг. Исходя из того, что транспортировка сырья по воде в несколько раз дешевле, чем по суше, разрабатываются проекты по строительству газохранилищ в основных портах (Дуррес и Влера). В апр. 1997г. по просьбе албанской стороны ей были переданы технико-экономические расчеты поставок российского газа в Албанию через Грецию.

Бедственное положение с электроснабжением (даже в Тиране электроэнергия в янв. 2002г. отключалась на 12-18 часов в сутки) негативно сказывается на развитии албанской экономики. По

мнению управляющего Банком Албании Ш.Цани, энергетический кризис окажет негативное воздействие на экономический рост, инфляцию, капитальные затраты в 2002г. Уже 18 янв. в газете «Шекулы» он предсказал неисполнение доходной статьи бюджета, что означает сокращение расходов в соцсфере и на инфраструктуру. 23 янв. «Шекулы» в прямой увязке с энергетическим кризисом сообщила о повышении в среднем на 2% цен на основные продукты питания (растительное масло, брынза подорожали на 30 лек, мясопродукты на 50 лек).

Негативные тенденции наблюдаются в финансовом секторе. Недовольство высказывают и терпящие большие убытки албанские частные предприниматели. Кризисная ситуация в энергетике увеличивает производственные затраты, следствием чего становится «ползучая инфляция» и обнищание населения.

Правительством принимаются меры для закупки электроэнергии зарубежом. По данным Албанской электроэнергетической корпорации, при потребности страны в 6 млрд.квтч. в год, удельный вес собственного производства электроэнергии составляет 60-70% от этого объема. На гидростанциях вырабатывается 98% от общего объема ее производства.

В стране до 1991г. было построено 11 гидростанций, в т.ч. 7 наиболее крупных: «Коман», «Фиерза», «Вау-Дейс», «Ульза», «Шкопет», «Бистрица-1» и «Бистрица-2», проектная мощностью которых варьируется в пределах от 5 до 600 мвт. Все станции находятся в стадии эксплуатации, производство на них электроэнергии не превышает 30-40% от проектной мощности.

Для поддержания работоспособности станций, осуществления ремонта, замены некоторых видов оборудования оказывается финансовая помощь по линии ВБ, ЕБРР, а также некоторых стран-доноров (Швейцарии, Австрии, Италии, Германии).

При сотрудничестве с иностранными компаниями применяется в основном концессионная форма. Так, ГЭС «Смоктиня» (р-н Влеры) передана в концессию итальянской компании. На таких же условиях будет осуществляться строительство ГЭС «Коливач» на р.Вьеса по контракту с итальянской компанией. Ожидается окончательное решение албанского правительства о строительстве ГЭС «Бушати» на р.Дрини в счет кредита, предоставленного китайской стороной. Намечено осуществление приватизации 84 малых ГЭС в сельских районах.

Незначительный удельный вес (2%) в общем электробалансе страны занимает электроэнергия, вырабатываемая на тепловых электростанциях. Из 5 ранее построенных ТЭС (Фиер, Корча, Балш, Церик, Кучево), проектная мощность которых находилась в пределах 12-159 мвт., производство электроэнергии осуществляется на одной станции в Фиере, работающей на мазуте в 15% от своей проектной мощности.

Причинами остановки работы остальных станций является оснащение их устаревшим и изношенным оборудованием, а также недостаток каменного угля, как сырья для их эксплуатации.

Намечается осуществить реконструкцию ТЭС в Фиере, американская компания выполнила ТЭО, в соответствии с которым ориентировочная стоимость работ составляет 23,5 млн.долл. Источник

финансирования работ по реконструкции станции пока не определен. Министерство общественной экономики и приватизации РА готовит для внесения в правительство предложение по дальнейшим мерам для реконструкции этого объекта.

В развитии электроэнергетики особое внимание обращается на сооружение новых линий электропередач. При этом приоритетом пользуются работы по сооружению ЛЭП для соединения страны с международными электросетями.

Поддача электроэнергии обеспечивается линиями на напряжение от 110 до 400 кв. Эльбасан-Корча соединена ЛЭП 400кв. с Грецией, ЛЭП 220 кв. соединяют страну с Косово и Черногорией (Югославия). Линии на напряжение 110 и 220 кв. используются внутри страны.

Наиболее крупной линией, намеченной к строительству, является ЛЭП 400 кв. Эльбасан-Подгорица (Черногория, Югославия) с подстанцией в Тиране на 400/220 кв. Немецкой компанией выполнено ТЭО, в соответствии с которым стоимость строительства этих объектов составляет 55 млн.долл. Финансирование строительства линии пока не обеспечено. Не определены также инвесторы для строительства ЛЭП 220 кв. Бурель-Вутрок (Македония) и ЛЭП (параллельная линия) 220 кв. Фиерза-Призрен (Косово, Югославия), проект которой еще не разработан.

Среди электроподстанций наиболее крупная по установленной мощности в 600 мвт. расположена в Эльбасане. Планируется построить две новых подстанции мощностью по 300 мвт.: в Тиране, для которой пока не решен вопрос с финансированием, и Зембляке (район Корчи) в счет финансовой помощи ЕБРР. Предполагается в дальнейшем построить сеть электроподстанций 220 кв. при условии предоставления Албании кредитных средств по линии ВБ.

### АРГЕНТИНА

Структура электроэнергетики Аргентины сформировалась после принятия в 1992г. специального закона (Ley de Electricidad). Была произведена рубрикация составляющих отрасль сегментов по их функциям: электрогенерирующие предприятия – непосредственные производители электроэнергии; предприятия, осуществляющие передачу электроэнергии, рассматриваемые и регулируемые государством как естественные монополии (самая крупная – Transener); предприятия, выполняющие диспетчерско-распределительные функции и осуществляющие собственно подачу электроэнергии потребителям (самые крупные – Edepor, Edesur и Edelap); крупные потребители электроэнергии, потребляемая мощность которых превышает 2 мвт. и получающие не менее 50% потребляемой мощности напрямую от производителей.

Сформирован стабильный оптовый рынок электроэнергии Mercado Electrico Mayorista – МЕМ, контроль и регулирование деятельности которого осуществляет компания Cammesa. Общая координация в отрасли и проведение госполитики возложен на Секретариат по энергетике.

Единая энергосистема Аргентины (Sistema Interconectado Nacional – SIN) образуется из следующих основных компонентов: электростанции, генерирующие энергию; компании-операторы –

распределители энергии; ЛЭП и инфраструктура (трансформаторы, разделители); потребители.

Находится в эксплуатации 98 генерирующих электростанций с суммарной установленной мощностью (на конец 2001г.) – 23202 мвт. (в 1994г. – 15445 мвт., в 1999г. – 21963 мвт.). Общая установленная мощность электростанций: 53% – ТЭС, на 12752 мвт.; 41% – ГЭС, на 9445 мвт.; на 6% – АЭС, на 1005 мвт.

Воздушные магистральные и локальные линии электропередач, соединяющие производителей электроэнергии с предприятиями распределителями и крупными потребителями напрямую, используют напряжение 500, 230, 132 кв.

Помимо вышеупомянутых мощностей в Аргентине насчитывается 22 электростанции производства Дании, вырабатывающие электричество с использованием ветра. Их вклад в общий энергоресурс страны является незначительным. Десять ветровых электростанций сосредоточены в Комодоро Ривадавия, остальные расположены в г.г.Тандил, Пунта Альта, Рио Майо, Кутраль-Ко, Рада Тилли и Дарраченра.

Существующих электрогенерирующих мощностей вполне достаточно для гарантированного удовлетворения внутренних потребностей и экспорта до 2005г.

В 2001г. спрос на электроэнергию имел тенденцию к незначительному росту в I пол. года. Возрастающие потребности были легко компенсированы увеличением производства на крупных ГЭС. С сент. 2001г. спрос на электроэнергию постоянно снижался, что объясняется влиянием общего экономического спада, закрытием или приостановкой деятельности многих промышленных предприятий.

Одной из важных проблем в электроэнергетике Аргентины продолжает оставаться недостаточность структуры электропередающих сетей. ЛЭП в районе большого Буэнос-Айреса работают на пределе своих возможностей. Наблюдаются трудности с подачей электроэнергии в регионы северо-востока, Куйо, Патагонию и некоторые другие. Необходимо инвестировать в строительство новых ЛЭП и инфраструктуры 600-700 млн.долл.

Аргентина является энергодефицитной страной, что позволяет ей 8 год подряд отказываться от введения «сезонного времени». Наличие избытка генерируемой электроэнергии позволило реализовать в 2001г. масштабный проект по организации экспортных поставок в Бразилию. Завершено строительство 490 км. ЛЭП, соединившие аргентинские провинции Корриентес и Мисионес и Рио Гранде до Сул в Бразилии. Долгосрочным рамочным соглашением предусматривается поставлять до 1 млн.квтч. в год на 230 млн.долл.

В I пол. 2001г. велись переговоры с Чили о новых совместных проектах в области электроэнергетики. Осуществляются экспортные поставки электроэнергии в Парагвай, Боливию и Чили.

Между компаниями, представляющими различные способы генерирования электроэнергии, ведется конкурентная борьба. Перед лицом очевидного превосходства в объемах производства и в себестоимости энергии, генерируемой ГЭС «Ясирета», другие компании лоббируют на госуровне введение обязательных долгосрочных контрактов и критикуют распространенную систему контрактов – «спот».

В 2000г. было объявлено об отказе правительства от планов приватизации действующих в стране атомных электростанций Atucha-1 и Embalse.

Рабочий цикл АЭС «Атуча-1» заканчивается в 2004г., АЭС «Эмбальсе» – в 2014г. Необходимо инвестировать 60 млн.долл. для проведения работ по продлению сроков эксплуатации каждой из станций на следующие 15 лет. В случае отказа от использования АЭС, для их остановки, консервации и других специальных работ необходимо выделение 450 млн.долл. Не принято окончательного решения по завершению строительства АЭС «Атуча-2», что требует привлечения как минимум 2,7 млрд.долл. (3,4 млрд.долл. – для введения АЭС в эксплуатацию за 4 года).

## БРАЗИЛИЯ

В связи с нехваткой электроэнергии правительство страны с середины 2001г. по март 2002г. ввело систему нормирования по использованию электроэнергии в промышленном и бытовом секторах.

За время действия этой системы экономия электроэнергии в стране составила 26 млн.мвтч, а потери в экономике – 10 млн.долл. Экономия в бытовом секторе составила 28,3% вместо запланированных 25%, а в промышленном 20,9% вместо 35%.

Причиной кризиса явились: неблагоприятное положение в гидрологии (уровень воды в водоемах Юго-восточного и Западного районов страны составил всего 28,55%); нарушено равновесие между предложением и спросом на электроэнергию; запаздывание в строительстве энергообъектов, которые смогли бы предотвратить энергокризис; ошибка Национального Агентства по энергетике ANEEL в разработке условий контрактов между производителями электроэнергии и ее дистрибьюторами; неэффективность в осуществлении приоритетной правительственной программы по строительству ТЭС, работающих на природном газе; отсутствие у министерства шахт и энергетике (ММЕ) плана по исправлению возможных недостатков в Программе по строительству ТЭС.

В связи с энергетическим кризисом в Бразилии правительство страны принимает и осуществляет ряд мер по увеличению выработки электроэнергии, как за счет действующих производителей, так и за счет осуществления приоритетных программ по строительству новых ГЭС и ТЭС. До 2003г. планируется увеличить установленные мощности на 24,3 тыс.мвт, в т.ч. за счет ГЭС на 7,8 тыс.мвт., ТЭС – 10,8 тыс. мвт., за счет импорта электроэнергии из Аргентины, Уругвая – 2,8 тыс. мвт., за счет других источников – 2,8 тыс.мвт. За указанный период планируется ввести в строй такие ГЭС как «Кана Брава» – 450 мвт. (штат Гоиас), «Лажеаду» – 850 мвт., (штат Токантинс), «Машадиньо» – 1,1 тыс.мвт. (штат Санта Катарина); ТЭС: «Терморио» 1 тыс.мвт., «Термобана» – 450 мвт., «Ибириите» – 720 мвт., «Термосул» – 750 мвт., «Санта Круз» – 1,2 тыс.мвт., «Селетиба» (на угле) – 1,3 тыс.мвт. и ряд других.

В нояб. проведены торги на строительство 11 ГЭС, которые должны быть введены в действие в 2006-09гг., с общей мощностью 2,7 млн.мвт. В планах Национального Совета по энергетической политике – строительство крупнейшей ГЭС «Бело

Монте» мощностью 11 тыс.мвт. в штате Пара, «Алтамира» — 6,5 тыс.мвт. и «Итантуба» — 9,5 тыс.мвт. в районе Амазонки.

С 1999г. по сент. 2001г. Национальным Агентством по энергетике проведены торги по строительству ЛЭП длиной 5584 км. с инвестициями 1,4 млрд.долл. На 2002г. запланированы новые торги по строительству ЛЭП длиной 6284 км. (16 участков) с инвестициями 1,2 млрд.долл. (1469 км. напряжением 230 квт. и 4 815 км. — 500 квт.).

Для стимулирования импорта энергетического оборудования для строящихся ГЭС, ТЭС и ЛЭП правительство страны в конце 2001г. свело к нулю импортную пошлину и налог на промпродукцию.

Из-за энергетического кризиса приватизация крупнейших госкомпаний Fumas с установленной мощностью 9,1 тыс.мвт., Chest — 10,7 мвт., Eletronorte — 4,2 тыс.мвт. перенесена на 2002г. тогда, когда будет произведено разделение компаний на производящие электроэнергию и распределяющие. Процесс разделения должен закончиться к середине 2002г.

В 2001г. прирост установленных мощностей составил 4,3 тыс.мвт. против 4,1 тыс.мвт. в 2000г. Импорт электроэнергии из Аргентины составил 1048 мвт. До конца 2003г. планируется увеличить установленные мощности на 19,9 мвт.

Установленные мощности по годам: 2000г. — 68,9; 2001г. — 73,2; 2002г. — 82,2; 2003г. — 93,1; 2006 — 95,9; 2009г. — 110 тыс.мвт.

В 2001г. потребление электроэнергии в стране увеличилось на 1,8% по сравнению с пред.г. и составило 316089 гвт. По оценочным данным общее потребление в 2004г. составит 411000 гвт. и в 2009г. — 509700 гвт.

Протяженность линий электропередач в стране составила 174,7 тыс.км., в т.ч. ЛЭП напряжением 69 кв. — 39,9 тыс.км., 138 кв. — 56,1 тыс.км., 230 кв. — 35,3 тыс.км., 500 кв. — 20,7 тыс.км., 600 кв. — 1,6 тыс.км. и 750 кв. — 2,4 тыс.км.

Общая мощность установленных подстанций напряжением от 25 квт. до 750 квт. составляет 305,8 тыс.мвт., в т.ч. подстанций на 25 квт. — 75,1 тыс.мвт., 138 квт. — 47,4 тыс.мвт., 230 квт. — 36,8 тыс.мвт., 500 квт. — 53,5 тыс.мвт., 750 квт. — 18,3 тыс.мвт.

Основным производителем и потребителем электроэнергии в Бразилии продолжает оставаться регион Юго-востока, куда входят штаты Рио-де-Жанейро, Сан-Пауло, Минас Жерайс, Эспириту Санту. На долю этого региона приходится 45% произведенной и 60% потребляемой электроэнергии.

Производители электроэнергии в Бразилии, в %: ГЭС — 76,84; термоэлектростанции — 12,33; атомные электростанции — 2,47; ветряные электростанции — 0,02; импорт электроэнергии — 8,34. Данные Национального Агентства по энергетике ANEEL на июль 2001г.

Увеличение установленных мощностей 2001-03гг., в мвт.

Источники	2001г.	2002г.	2003г.	Общая мощность
Гидроэлектростанции	1.377	3.102	3.358	7.837
Термоэлектростанции	1.630	3.768	5.409	10.807
Импорт электроэнергии	1.048	992	800	2.840
Другие источники	257	1.200	1.400	2.857
Всего	4.312	9.062	10.967	24.341

## ВЬЕТНАМ

Развитие электроэнергетики рассматривается во Вьетнаме в качестве одной из приоритетных задач в контексте индустриализации и модернизации страны. Строительство и эксплуатация наиболее значимых для вьетнамской экономики энергетических объектов (ГЭС «Хоабинь», «Шонла», «Яли») находятся под постоянным контролем КПВ.

В 2000г. мощность электростанций СРВ составила 6247 мвт., из которых на долю гидроэлектростанций приходится 3644 мвт. (58,3%), теплоэлектростанций — 2603 мвт. (41,7%), в т.ч. ТЭС, работающих на угле, — 640 мвт. (10,2%), на дизтопливе и газе — 1963 мвт. (31,5%). Произведено электроэнергии 26 млрд. квтч. (330 квтч/чел/год), в т.ч. ГЭС — 15,564 (59,9%), ТЭС — 10,436 (39,9%). Этот показатель в 3 раза превышает уровень 1990г., среднегодовые темпы роста в отрасли за последние 10 лет составили 12%. Благодаря модернизации и вводу в действие новых линий электропередачи, также более, чем в 3 раза увеличилось производство товарной электроэнергии, а потери снизились с 25,4% до 16%. В условиях замедления развития вьетнамской экономики в 1998-99гг. объемы вырабатываемой электроэнергии увеличивались опережающими темпами.

При анализе сравнительного потребления электроэнергии по отраслям за 1991-2000гг. наблюдается тенденция уменьшения доли ее потребления в промышленных целях (с 46% до 38%) и роста — в бытовых (с 33% до 40%), что ухудшает структуру потребления и технические показатели, вызывает трудности в стабильном обеспечении электричеством.

Увеличение потребления электроэнергии (в среднем, 16,5% ежегодно) опережает темпы роста ее производства (14%). Если в 1998г. потребность Вьетнама в электроэнергии составляла 17,7 млрд. квтч., производство — 21,6 млрд.квтч., а в 2001-02г. эти показатели сравниваются, то уже с 2008г. для покрытия потребностей страны придется импортировать электроэнергию.

Госэлектросеть охватывает все населенные пункты провинциального уровня, 95% — уездного и 75% общин. Особо остро стоит вопрос обеспечения электроэнергией приграничных, труднодоступных районов и островных территорий. Генеральная электрическая компания разрабатывает варианты строительства в таких местах альтернативных источников энергии: малых ГЭС, дизельных, ветряных электростанций, а также станций, использующих энергию солнца.

Осуществляется, хотя и с отставанием от запланированного графика, переход на использование ЛЭП мощностью 500 квт. К 2000г. введено в действие 70% от плана на 1996-2000гг. ЛЭП высокого напряжения, в 1991-95гг. — только 50%. ЛЭП-500 Плейку-Фулам планировалась к сдаче вместе с началом работы ГЭС «Яли», реально же она будет готова к эксплуатации в середине 2003г. В силу нехватки финансовых средств заморожено строительство некоторых ЛЭП-220 и ЛЭП-110. Из-за ограниченности инвестиций медленно развивается распределительная сеть, что приводит к перегрузкам существующих сетей и вызывает частые отключения электричества.

При прогнозировании потребности в электроэнергии в СРВ в 2001-05гг. и на период до 2020г. за

основу были взяты три сценария развития вьетнамской экономики: «наименее благоприятный» (рост объема ВВП в 2001-10гг. — 6,5%, 2010-20гг. — 6%, промышленности — соответственно 8,1% и 7%), основной (рост объема ВВП — 7,2% и 6,5%, промышленности — 8,6% и 7,5%) и «наиболее благоприятный» (рост ВВП — 8% и 7%, промышленности — 9,5% и 8,1%).

В 2000г. вьетнамской экономике требовалось 26 млрд.квтч. электроэнергии при мощности электростанций в 4477 мвт. В 2010г. эта потребность возрастет, в зависимости от темпов социально-экономического развития, до 64,5-78,5 млрд.квтч. При этом мощность электростанций должна составлять 10860-12982 мвт., а в 2020г. — до 142,1-201,3 млрд.квтч. при мощности электростанций 22849-32376 мвт. Ежегодный рост объемов производства электроэнергии до 2020г. должен составлять 8,3%, а при благоприятном развитии экономики Вьетнама — 10%.

В соответствии с упомянутым планом в ближайшие годы предстоит ввести в действие 19 электростанций общей мощностью 6992 мвт., из которых 10 мощностью 4405 мвт. Предполагается финансировать за счет Генеральной электрической компании 6 — мощностью 2435 мвт., построить за счет инвестиций в форме БОТ и еще 3 малых ТЭС мощностью 557 мвт. — за счет средств местных бюджетов. Приоритетное развитие получают ТЭС на основе угля и газа, АЭС и ГЭС.

Ежегодная потребность страны в энергоресурсах составит 6 млн.т. каменного угля, 20-25 млн.т. нефти, 12 млрд.куб.м. горючего газа, а также 77 тыс.т. урановой руды (эквивалентно 2 млрд.т. каменного угля) для обеспечения работы АЭС мощностью 4000 мвт. (первую очередь которой мощностью 1000 мвт. планируется ввести в эксплуатацию в 2017г. и ежегодно в течение 3 лет вводить мощности по 1000 мвт.). Планируется получение не менее 200 мвт. за счет термальных ТЭС и выработка 50-60 млрд.квтч. на ГЭС.

Расчетные запасы природных источников энергии в стране (уголь, газ) в перспективе не смогут полностью удовлетворить потребность вьетнамской экономики в энергоресурсах, поэтому в Ханое изучают возможности импорта угля из Австралии и Индонезии и подключения к региональной газовой сети с целью импорта газа из стран АСЕАН. А также импорта непосредственно электроэнергии из соседних стран Лаоса, Камбоджи и китайской пров. Юннань. Первоначально планируется осуществлять ее передачу по двум основным ЛЭП-500, первая из которых свяжет южные районы Лаоса с Плейку, а вторая — центральный Лаос с пров. Хатинь. Предположительно ежегодный объем импорта электроэнергии может составить 10-20 млрд.квтч. При условии налаживания импорта из соседних стран, кроме восполнения недостающих ресурсов, энергосистема Вьетнама будет связана с сетью стран субрегиона р.Меконг и ЮВА в целом.

На основе прогноза потребности в электроэнергии и возможностей обеспечения сырьем составлена перспективная программа развития электроэнергетики Вьетнама на период до 2020г., базирующаяся на основном варианте развития вьетнамской экономики (производство электроэнергии в 2000г. 26 млрд.квтч., в 2020г. — 167 млрд.квтч.). В указанный период предусматрива-

ется строительство новых электростанций совокупной мощностью 30 тыс.мвт., в т.ч.: ГЭС — 9 тыс. мвт. (из которых 3,6 тыс.мвт. должна обеспечить ГЭС Шонла, работы по которой планируется начать в 2012г. и завершить в 2016г.), ТЭС на газом топливе — 10 тыс.мвт., ТЭС на угольном топливе — 5 тыс.мвт., импорт электроэнергии — 4 тыс.мвт. (2 тыс.мвт. — из Лаоса в 2005-15гг. и 2 тыс.мвт. — из Камбоджи или Китая (пров. Юннань) в 2015-20гг.), АЭС — 1,2 тыс.мвт. и геотермальных — 200 мвт.

К 2020г. мощность вьетнамских электростанций составит 33 тыс.мвт., из которых 37% придется на долю ГЭС, 30,2% — ТЭС на газе, 17% — ТЭС на угле, 12% — за счет импорта, 3,6% — АЭС и 0,6% — термальных электростанций. Гарантированная мощность составит не менее 28 тыс.мвт. при уровне резерва 23%. При более благоприятном варианте развития экономики СРВ, и, соответственно, увеличении потребности в электроэнергии к 2020г. до 201 млрд.квтч., мощность новых электростанций должна составлять 35 тыс.мвт., что предполагается осуществить за счет более интенсивного введения в действие ТЭС на основе угля (увеличение мощностей до 8,2 тыс.мвт.) и АЭС (до 4 тыс.мвт.).

Генеральной электрической компанией Вьетнама уделяется большое внимание экологическому аспекту при возведении и эксплуатации объектов электроэнергетики. Все новые строительные проекты предполагают выделение части средств на защиту окружающей среды, соответствующая документация должна быть одобрена министерством науки, технологии и экологии на предварительном этапе. В отношении старых объектов проводится реконструкция, с тем чтобы они также соответствовали требованиям экологической безопасности. Ведется постоянный мониторинг экологической обстановки на всех электростанциях, в особенности на ГЭС.

Увеличены расходы Генеральной компании на НИОКР и внедрение новых технологий. В правительство представлена программа научно-технологического развития до 2010г.

## ГЕРМАНИЯ

**Проекты практического использования водородной энергетики.** Обобщение имеющихся данных свидетельствует, что в ФРГ осуществляется обширная программа исследований в области **водородной энергетики**. НИОКР охватывают все направления: от получения водорода, его хранения, транспортировки до использования в качестве топлива на транспорте или для выработки электроэнергии и тепла на теплоэнергостанциях.

Новейшие разработки в области водородной энергетики при финансовой и организационной поддержке федеральных и местных властей реализуются в опытных образцах, предназначенных для эксплуатации в рамках существующей энергетической инфраструктуры.

Можно выделить 20 реализуемых в ФРГ проектов, характерных для промышленного использования водородной энергетики в двух больших областях — транспорт (9 проектов) и теплоэнергоснабжение (11 проектов).

Все эксплуатируемые в Германии экспериментальные стационарные энергоустановки исполь-

зуют топливные элементы (ТЭ) и предназначены для децентрализованного теплоэнергоснабжения. ТЭ рассматриваются экспертами в качестве одной из основ водородной энергетики. В большинстве случаев исходным сырьем для получения водорода служит природный газ. В ряде проектов предусмотрено параллельное использование солнечных батарей или ветроустановок. Вырабатываемая ими дополнительная электроэнергия может использоваться как для непосредственного электрообеспечения, так и для питания электролизеров в целях накопления запасов водорода.

Применение природного газа является промежуточным решением, однако германские специалисты считают, что это позволяет им уже сейчас, в отсутствие развитой инфраструктуры снабжения водородом и эффективных методов его получения, отработать технологии для массового использования. При совместном использовании солнечных батарей или ветрогенераторов ведется отладка наиболее оптимальных алгоритмов согласования работы всех элементов установок в режимах частичных и пиковых нагрузок.

Примером комплексного использования возобновляемых источников энергии является проект PHOTOBUS (Photovoltaik-Elektrolyse Brennstoffzelle und Systemtechnik), реализуемый в ИЦ Юлих. Одно из подразделений этой организации круглогодично обеспечивается электроэнергией от солнечных батарей. За счет этой электроэнергии путем электролиза воды вырабатывается водород, который в летний период накапливается в емкости общей площадью 20 куб. м. под давлением 15 МПа. Пиковые кратковременные нагрузки сглаживаются за счет аккумуляторов. В зимний сезон для выработки тепла и электричества задействуются топливные элементы, работающие на водороде, накопленном летом. Площадь солнечных батарей составляет 312 кв. м., пиковая мощность 43 квт. Мощность и КПД электролизера составляют соответственно 26 квт. и 88%, производительность — 6,5 куб. м. газа в час. До 1999 г. применялись щелочные ТЭ электрической мощностью 6,5 квт. и КПД 70%. Суммарный КПД (электролизер, накопитель, ТЭ, преобразователь постоянного напряжения) составлял 45%. С 2000 г. установлены ТЭ с полимерным электролитом фирмы Siemens мощностью 5,6 квт. и КПД 58–63%.

В высшей технической школе в Штральзунде для питания электролизера применена ветроустановка электрической мощностью 100 квт. Водород накапливается в сжатом виде под давлением 3 МПа в накопителе объемом 9 куб. м. Одной из основных задач проекта является разработка системы управления, согласующей работу ветрогенератора и электролизера, поэтому для выработки электроэнергии используется традиционный ДВС, работающий на смеси водорода и природного газа.

В ФРГ осуществляется опытная эксплуатация нескольких водородных теплоэнергостанций, работающих на топливных элементах и предназначенных для децентрализованного тепло- и электрообеспечения жилых массивов и промышленных предприятий. Такие установки построены в Гамбурге, Билефельде, Берлине, Дрездене, Ульме, Нюрнберге, Кельне, Лейпциге.

Энергостанция в Гамбурге эксплуатировалась до 2000 г. непосредственно в жилой зоне и исполь-

зовалась для теплоэлектрообеспечения ближайшего квартала. Это потребовало прохождения полного цикла сертификации и подтверждения безопасности оборудования. Использовались два блока фосфорнокислотных ТЭ, один из которых работал на магистральном природном газе, второй — на привозном водороде, хранившемся в криогенном баке объемом 64 куб. м., что обеспечивало работу установки с полной нагрузкой в течение 2 недель. Электрическая мощность обоих ТЭ — 200 квт, тепловая — 200 квт. После успешного завершения проекта, подтвердившего возможность безопасной и бесперебойной эксплуатации подобных установок использовавшиеся в ней ТЭ были переданы на одно из предприятий, располагающее водородом в качестве побочного продукта. Стоимость данного проекта составила 1,6 млн. евро, из них половина выделена ЕС.

С начала 2000 г. в Билефельде действует экспериментальная установка из 292 модулей ТЭС расплавленным карбонатом. Электрическая мощность составляет 250 квт., КПД — 52%. Тепловая мощность — 160 квт. Концепция установки, получившая название Hot Module, разработана компанией MTU, Ruhrgas и рядом других. Особенностью конструкции является размещение всех компонентов системы в термически изолированном герметичном контейнере, что существенно снижает стоимость установки. Разработчики планируют довести ее до 2,3 тыс. марок за квт. Рабочая температура составляет 650 градусов, что позволяет дополнительно использовать паровую турбину, при этом общий КПД достигает 65% (без нее — 50%). Топливом служит природный газ, который подается непосредственно в ТЭ без предварительной стадии риформинга. Аналогичная установка с 2001 г. работает в г. Бад-Нойштадт. Коммерциализация концепции Hot Module запланирована на 2003 г.

В Берлине с лета 2000 г. осуществляется экспериментальная эксплуатация локальной теплоэлектростанции на ТЭ с протонообменной мембраной. Целью этого проекта является отработка технологий комбинированного использования (тепло и электричество) установки в реальных условиях с подключением к районной теплосети.

ТЭ электрической мощностью 250 квт. изготовлены компанией Ballard Generation Systems. Тепловая мощность составляет 237 квт. Электрический КПД — 40%, КПД с учетом тепловой энергии — 80%. В качестве источника водорода служит природный газ. Часть водорода получается электролизом при помощи электроэнергии, вырабатываемой установленными здесь же солнечными батареями. С учетом небольшой мощности солнечных батарей их использование в большей степени демонстрирует принципиальную возможность использования полностью возобновляемых источников энергии.

Вырабатываемая станцией тепловая энергия используется для отопления и горячего водоснабжения расположенного рядом жилого массива, электроэнергия служит для обеспечения работы размещенной поблизости крупной теплоцентрали. Приблизительное время выхода установки на рабочий режим после включения определяется производительностью риформера (устройства для получения водорода из природного газа) и составляет около 2 часов.

Стоимость проекта в Берлине составляет 7,5 млн. марок, из которых 40% было выделено ЕС в рамках программы Thermie.

В Нюрнберге для комбинированного тепло- и энергоснабжения применяется установка на фосфорнокислотных ТЭ производства американской компании ONSI. Топливом служит природный газ. Электрическая мощность составляет 200квт., тепловая – 215квт. Географическое место размещения станции было выбрано с таким расчетом, чтобы использовать выделяющееся тепло круглогодично, не допуская работы станции с частичной нагрузкой.

Установка включена в энергосистему района из 760 квартир. При этом она обеспечивает 60% потребности района в электричестве, 30% – в тепле. Для отопления жилых домов и горячего водоснабжения вода подается после снижения температуры с 120 до 60 градусов. Стоимость проекта в Нюрнберге составила 2 млн. марок.

С середины 2000г. в г. Каменц функционирует установка на фосфорнокислотных ТЭ фирмы ONSI. Электрическая и тепловая мощность составляет по 200квт. Бюджет проекта составляет 3,2 млн. марок, из которых 1,5 млн. марок – средства ЕС в рамках программы Thermie.

В пригороде Кельна установлена первая в Европе теплоэнергетическая подстанция, использующая в качестве топлива газ, выделяющийся при работе очистных сооружений, размещенных вблизи установки. Содержание метана в газе составляет 65%. Применены фосфорнокислотные ТЭ фирмы ONSI тепловой и электрической мощностью по 200квт. Полный КПД установки составляет 85%. За счет вырабатываемой электроэнергии удовлетворяется 50% потребности очистных сооружений.

Наиболее интересным в данном проекте специалисты считают систему подготовки выделяющегося в отстойниках очистных сооружений газа, который в обычных случаях сжигается. Из 200 ТЭ фирмы ONSI данная установка является практически единственной, не использующей при работе природный газ. За счет работы установки ежегодные выбросы диоксида углерода от очистных сооружений снижены на 1000т.

Стоимость проекта составляет 2,5 млн. марок. Функционирование установки началось в 2000г. и рассчитано на 5 лет.

В ряде городов успешно испытываются установки малой мощности, предназначенные для тепло- и энергоснабжения отдельных домов. Как правило электрическая мощность таких установок составляет 1-5квт., тепловая – 3-8квт. Топливом служит природный газ, из которого на предварительных стадиях получают водород для питания ТЭ. В разработках центра по изучению солнечной энергии и водорода (г. Ульм) и Фраунгоферовского Института солнечных энергосистем (г. Фрайбург), фирм Vaillant, Plug Power используются ТЭ с протонообменной мембраной. Аппаратура управления позволяет обеспечивать бесперебойную работу установки с высоким КПД на режимах частичных нагрузок. Электрический КПД таких установок составляет, как правило 35-40%, суммарный (с учетом тепловой энергии) – 80%. Срок службы составляет 15 лет при проведении технического обслуживания каждые два года.

Другим перспективным направлением использования водорода является транспорт. Проводи-

мые в этой области НИОКР направлены на разработку эффективных способов получения и хранения водорода на транспорте, автоматизированного заправочного оборудования.

Экспериментальная заправочная водородная станция действует в аэропорту г. Мюнхен. Она обеспечивает полностью автоматическую заправку газообразным водородом автобусов и сжиженным водородом легковых автомобилей. При этом газообразный водород получается на месте путем электролиза и хранится в форме металлгидридов, сжиженный водород завозится. Стоимость проекта составила 34 млн. марок, из них 50% выделено земельным министерством экономики, транспорта и технологий.

В Гамбурге проводятся оценки повседневной эксплуатации транспортных средств, работающих на водороде. Для этого на это топливо были переведены несколько развозных микроавтобусов с традиционными двигателями внутреннего сгорания.

Масштабные исследования ведутся автомобильными компаниями. Так, DaimlerChrysler в 1992-2000гг. выделил на эти НИОКР 1 млрд. марок. Совместно с Ballard Power Systems и Ford Motor разработаны экспериментальные автомобили Nascar 3, 4, 5 серий, готовится выпуск серии 4A. Шесть автобусов с энергетической установкой на ТЭ эксплуатируются в Канаде. Daimler-Chrysler намерен до 2003г. выпустить в Европе 30 автобусов следующего поколения (по отношению к эксплуатируемому автобусу NEBUS). Еще 20 машин предполагается направить для участия в испытаниях в калифорнийском проекте по использованию ТЭ.

Компанией Opel также изучаются различные аспекты использования водорода на транспорте. Работы ведутся совместно фирмами General Motors и Toyota. Для питания установленных на борту ТЭ используется сжиженный водород, хранящийся в криогенном баке. В качестве стратегической цели рассматривается как совершенствование оборудования для получения водорода на борту путем риформинга бензина, так и поиск новых способов его хранения на автомобиле.

Компания BMW выпускает малыми сериями автомобили, оснащенные традиционными ДВС, способными работать на водороде и бензине. Кроме того, на нескольких из них установлены вспомогательные ТЭ мощностью 5,5квт для выработки электроэнергии во время стоянки.

В 2000-01гг. проводилась экспериментальная эксплуатация городского автобуса MAN, оснащенного ТЭ с протонообменной мембраной. Топливом служит водород, хранящийся на крыше в сжатом виде в баллонах общим объемом 1530 л. Стоимость проекта составила 13 млн. марок, из которых половина была выделена баварским правительством. ТЭ изготовлены фирмой Siemens-KWU,

Аналогичные разработки имеются у фирмы Neoplan, предполагается эксплуатация автобуса на городских линиях.

В отсутствие развитой инфраструктуры обеспечения водородом; а также эффективных методов его получения и хранения ведется отработка технологий его использования в расчете на отдаленную перспективу. Большинство экспертов полагает, что использование природного газа для получения водорода и его использование в ТЭ станет



одним из промежуточных этапов перехода к водородной энергетике.

Среди технологий использования водорода наиболее активно развивается направление, связанное с созданием энергетических установок Сравнительно малой мощности для транспорта и стационарного использования. В области стационарных установок наибольшее распространение получили теплоэнергоподстанции, имеющие электрическую и тепловую мощность по 200квт., используемые для обеспечения отдельных жилых массивов.

Первыми на рынке появятся энергосистемы, использующие ТЭ типа PEMFC (с протонообменной мембраной) и MCFC (с расплавленным карбонатом). Электрическая мощность установок первого типа составит до 10 квт., тепловая – до 14 квт., для MCFC – 250 квт. и 200 квт. соответственно. Ориентировочные сроки начала продаж – 2004-05гг. Появление на рынке технологии SOFC (твердооксидные ТЭ) ожидается в 2005-06гг., при этом на рынок на первых этапах будут продвигаться системы электрической мощностью 250 квт. и тепловой 150 квт., в более поздние сроки – до 1000 квт.

Использование природного газа в таких установках является вынужденным решением в отсутствие постоянных источников водорода, причем такая ситуация сохранится в ближайшее десятилетие. Достаточно высокая стоимость таких установок препятствует их широкому распространению. Производители полагают, что при массовом производстве стоимость установок может снизиться до приемлемого уровня в 2-2,5 тыс. марок за квт.

Использование водорода на транспорте в большей степени, чем в случае стационарных установок, зависит от поиска новых способов хранения водорода или его получения непосредственно на борту транспортного средства. С учетом имеющейся инфраструктуры заправочных станций возможное развитие технологий пойдет по двум направлениям: поиск новых способов хранения водорода и совершенствование технологий его получения из автомобильного бензина или метанола в качестве промежуточного решения.

## Грузия

**Нефтяная сфера.** Здесь оперирует госкомпания Hellenic Petroleum, владеющая двумя нефтеперерабатывающими заводами в Греции, (56% нефтепродуктов, производимых в стране), двумя нефтеналивными морскими терминалами, сетью АЗС (1500 станций). Годовой оборот компании составляет 3 млрд.долл. НР принадлежит НПЗ в Скопье (Македония), пакет акций (20%) Государственной газовой корпорации Греции (ДЕПА), а также несколько потенциально нефтеносных участков шельфа Средиземного моря. Остальные, действующие в нефтяной сфере компании, очень малы по сравнению с НР.

В газовой сфере действует монополия ДЕПА, владеющая распределительными газовыми сетями Греции (высокого и низкого давления), газоналивным терминалом (LNG) и установкой по разжижению газа. Основная часть природного газа поставляется в Грецию из России по газопроводу через Болгарию (75-78%), еще 22-25% – сжиженный алжирский газ.

В сфере электроэнергетики оперирует монополия Государственная энергетическая корпорация (ДЕИ), в ведение которой входит производство и распределение электроэнергии в Греции. ДЕИ владеет пакетом акций (30%) ДЕПА. ДЕИ была создана в 1950г. путем объединения в госмонополию 350 действовавших в то время в стране греческих предприятий и компаний.

Учитывая монопольное положение упомянутых компаний в энергетической сфере Греции, влияние госорганов управления в этой области экономики очень высоко, как при назначении руководства и высшего менеджмента, так и при проведении ценовой политики. В вопросе цен существует система льгот и преференций, определяемая государственными интересами и лоббистской деятельностью некоторых компаний. Предприятия, занятые в энергозатратном производстве цветной металлургии (компании «Ларко» и «Пешине») имели долгосрочные контракты с ДЕИ, согласно которым электроэнергия продавалась им по льготным ценам за счет дотации со стороны ДЕИ.

В соответствии с директивой Еврокомиссии 96/92 о либерализации энергетического рынка и на основании вытекающего из нее закона Греции 2773/99 с 19 фев. 2001г. был начат процесс либерализации энергетического рынка. Этот процесс был начат с демополизации электроэнергетического рынка и предусматривает две стадии.

На первой стадии (до 2005г.) предполагается допустить в сферу производства электроэнергии частные компании, в первую очередь для снабжения крупных потребителей (~27% рынка).

Вторая стадия (после 2005г.) предусматривает полное освобождение рынка и свободный выбор всеми потребителями своих поставщиков.

Текущий этап либерализации электроэнергетического рынка носит ограниченный характер, т.к. не предусматривает денационализацию уже существующих объектов и предполагает сохранение госмонополии в сфере транспортировки электроэнергии.

Проблема либерализации и развития рынка электроэнергии Греции тесно связана с проблемой либерализации рынка энергоносителей. Наиболее перспективным (в первую очередь по соображениям экономии) является природный газ. Упомянутая зависимость носит характер замкнутого круга: для обеспечения инвестиций в производство электроэнергии должно быть наличие достаточного количества газа по конкурентоспособной цене (относительно жидких и твердых энергоносителей). Создание дорогостоящей газовой инфраструктуры и полноценного рынка природного газа предполагает наличие надежных перспектив газопотребления в крупных масштабах, что может быть обеспечено только производителями электроэнергии.

Запланированное на 2006г. начало процесса либерализации газового рынка, по всей видимости, будет ускорено. Процесс приватизации госмонополий в энергетической сфере осуществляется греческим правительством по единой схеме: часть акций «выбрасывается» на Афинскую биржу, значительный пакет (20-30%) выставляется на тендер в поисках стратегического партнера и контрольный пакет (35%) остается в руках государства.

На выставленный на тендер весной 2001г. пакет 23,17% пакет акций НР претендует только одна компания – консорциум российского «Лукойла» с греческой «Лацис групп». Решение о победе этого консорциума в данном тендере, откладываемое неоднократно еще с сент. 2001г., ожидается в окт. 2002г.

Ожидается, что в середине сент. 2002г. будет объявлен тендер на 35% акций ДЕПА на условиях поиска стратегического партнера.

*Сотрудничество по газу.* В соответствии с Дополнением от 1 июля 1993г. к межправительственному соглашению о поставках природного газа в Греческую Республику, подписанному 7 окт. 1987г., было определено, что ДЕПА предоставит ООО «Газэкспорт» или компании, акционером которой оно является, право пользоваться ее сетями для транспортировки по территории Греции природного газа на взаимовыгодных коммерческих условиях через три года с момента ввода их в эксплуатацию и если ДЕПА реализует ежегодное количество газа, предусмотренное контрактом.

Указанное Дополнение от 1 июля 1993г. и Протокол от 19 дек. 1994г. об Изменениях к Дополнению к межправительственному соглашению о поставках природного газа в Греческую Республику были ратифицированы парламентом и приобрели силу закона №2299, вступившего в действие после опубликования его в Правительственной газете от 7 апр. 1995г.

Поручениями председателя правления ОАО «Газпром» РВ-126 от 4.04.1995г. определено считать СП «Прометей Газ» как компанию, владельцем которой является ООО «Газэкспорт», что дает ей право в соответствии с Дополнением пользоваться греческой газотранспортной системой.

Письмом от 15.04.02 №ГЭ 625 ООО «Газэкспорт» официально информировал ДЕПА, что компании АО «Прометей Газ», акционером которой является ООО «Газэкспорт», предоставляется право пользоваться греческой газотранспортной системой. Выполнены положения законодательства Греции, обуславливающие возможность поставок российского природного газа непосредственно греческому потребителю.

Меморандумом о дальнейшем развитии сотрудничества между ООО «Газэкспорт» и ДЕПА от 7 марта 2001г. было определено, что урегулирование вопроса пересмотра контрактной цены на газ и аннулирование взаимных претензий является хорошей основой для качественно новых деловых отношений. Была достигнута договоренность, что ДЕПА и дочерняя компания ООО «Газэкспорт» СП «Прометей Газ» в I пол. 2001г. приступят к переговорам по подписанию соглашения на транспортировку дополнительных количеств газа по территории Греции.

В Протоколе IV Сессии Смешанной Российско-Греческой Комиссии по экономическому, промышленному и научно-техническому сотрудничеству (г.Афины, 21-22 нояб. 2001г.), стороны договорились завершить переговоры и выработать процедуры и условия использования газотранспортной системы ДЕПА.

Задержку начала переговоров для выработки условий использования газотранспортной сети для транспортировки газа ДЕПА связывает с отсутствием утвержденных тарифов, разрабатываемых Независимым Регулирующим Энергетичес-

ким агентством – РАЕ (агентство готовит предложения по уровню тарифных ставок, которые в последующем утверждает министерство Развития Греции.)

Ссылки ДЕПА на то, что задержка предоставления тарифов связана с необходимостью учета соответствующих решений агентства несостоятельны, так как ООО «Газэкспорт» требует выполнения условий Дополнения к Межправительственному соглашению о поставках природного газа в Грецию, которое имеет силу закона.

В соответствии с Протоколом об Изменениях к Дополнению к Межправительственному соглашению о поставках Российского природного газа в Грецию в дек. 2001г. ДЕПА передала Консорциуму в составе «Стройтрансгаз» и АО «Прометей Газ» проектную документацию для подготовки коммерческого предложения на строительство газопровода-отвода Комотины-Александрополис. Указанная документация основывалась на предварительной трассировке газопровода и основных проектных характеристиках, выполненных греческой проектной компанией «Аспрофос».

Консорциумом была изучена трасса газопровода, выполнен расчет стоимости земляных работ и произведена оценка стоимости монтажно-сварочных работ. Было подготовлено коммерческое предложение на строительство газопровода-отвода Комотины-Александрополис. В марте 2002г. ДЕПА неожиданно уведомила Консорциум о том, что соответствующая комиссия ЕС потребовала на разработку проекта строительства газопровода объявить открытый тендер.

Летом 2002г. ДЕПА объявила международный тендер на выполнение «детального проектирования» проекта строительства газопровода от Комотины до Александрополиса и от Александрополиса до греко-турецкой границы (в рамках подписанного меморандума о транспортировке природного газа из Ирана через Турцию в Грецию), о чем официально информировала Консорциум. В связи с объявлением международного тендера на разработку проекта строительства газопровода дату представления коммерческого предложения ДЕПА перенесла на более поздний срок. По оценке ДЕПА разработка проекта будет завершена по истечении 6 месяцев.

Регион Западной Греции представляет большой интерес для поставок природного газа. В промышленной эксплуатации находятся 11 электростанций, принадлежащих Греческой энергокорпорации (ДЕИ), использующих в качестве энергоносителя лигнит. Эти электростанции в короткий срок могут быть переоборудованы под использование в качестве энергоносителя природного газа. Общие объемы потребления природного газа в данном регионе могут составить 1,2 млрд.куб.м., в т.ч. на электростанциях в количестве до 1 млрд.куб.м., а в промышленности и быту до 0,2 млрд.куб.м.

Увеличение объемов потребления газа в Западной Греции может также произойти в случае реализации строительства в этом районе электростанции парогазового цикла мощностью 300 мвт.

Поставки газа в Албанию через территорию Греции. Экспортные возможности рынка газопотребления Албании можно оценить в 2 млрд.куб.м., из которых гарантированный рынок составит порядка 1 млрд.куб.м.

## ДАНИЯ

Общее потребление первичной энергии в Дании за последние десятилетия оставалось практически неизменным: в 2001г. оно составило 850 пдж. (20 млн.т. нефтяного эквивалента) по сравнению с 825 пдж. в 1972г., который был последним годом перед первым нефтяным кризисом.

Энергетический комплекс Дании состоит из двух независимых электрических систем, которые физически разделены проливом Большой Бельт. Обе системы имеют 400 киловольтную систему передачи электричества. Напряжение в сети для обычного потребителя составляет 230/400 кв., частота – 50 гц.

Основными оператором на п-ве Ютландия (Западная система) является компания Elsam, которая состоит из 6 крупных и нескольких мелких электростанций. Крупные электростанции производят в год 4.208, 4.152, 3.266, 2.383, 1.531, 1.396 и 1.058 гвтч. После вступления в силу распоряжения ЕС о либерализации рынка энергоресурсов, министерство охраны окружающей среды Дании и системный оператор Elsam подписали соглашение об образовании акционерного общества Elsam a/s. Западная система синхронизирована с Европейской континентальной системой. Elsam обменивается электричеством со Швецией и Норвегией по подводному силовому кабелю HVDC. Передача электроэнергии в Германию (и обратно) осуществляется по наземному кабелю.

Восточная энергосистема Elkraft синхронизирована со скандинавской электрической системой. Подводные кабели HVDC соединяют Elkraft со Швецией и Германией. Западная и Восточная энергосистемы работают асинхронно и не имеют между собой никакого соединения. Elkraft объединяет 5 крупных и несколько небольших электростанций на о-ве Зеландия. Основные электростанции в год вырабатывают соответственно по 7.802, 2.581, 2.115, 1.760 и 1.752 гвтч.

Датский о-в Борхольм в Балтийском море «запитан» от Восточной системы Elkraft через Швецию с использованием подводного кабеля AC submarine cable, 60 кв.

Суммарная мощность всех электростанций в Дании составляет 10000 мвт. Совокупная мощность Западной и Восточной систем – 45000 мвт. В год они вырабатывают 37800 гвт. электроэнергии и 73,4 PJ тепла. Энергетические источники в Дании состоят из больших электростанций, центральных, муниципальных, комбинированных (СНР) и ветровых турбин.

Генерирующие системы страны включают в себя 2 блока по 650 мвт., 17 блоков по 200-400 мвт. и 10 блоков по 100-200 мвт. Энергоэффективность электростанций составляет 56,4%. Без учета СНР станций (у которых она доходит до 98%) этот показатель равен 40,8%. Средний возраст электростанций – 20 лет. Для снижения этого показателя ежегодно вводятся новые электростанции небольшой мощности.

В соответствии с датским законом производство электроэнергии в Дании является бесприбыльным. Цена отражает затраты на производство и поставку энергии потребителям. Регулирование цен на электричество осуществляет Комитет по ценам министерства энергетики. Цены на элект-

роэнергию варьируются в зависимости от цен на энергоносители (уголь, газ, биомасса, ветротурбины)

Себестоимость 1 квт. электроэнергии равна 0,1 дат. кроны (текущий курс равен 830 крон за 100 долл.). Цена на электроэнергию существенно выше себестоимости из-за высоких налогов и колеблется от 1,4 до 1,6 кроны за 1 квт. Структура налогов: 0,143 кроны – оплата за подключение к сети; 0,2355 кроны – экологический налог; 0,536 кроны – налог на электричество; 0,1 кроны – налог на CO<sub>2</sub>; 0,2537 кроны – НДС.

Несоответствие тарифов условиям рынка вызвало задержку в заключении договоров о покупке электроэнергии у производителей и в начале этого года привело к приостановке продажи ветроустановок на внутренний рынок.

Законодательство страны запрещает использование атомной энергии.

*Альтернативные источники.* Взятый правительством Дании курс на плановое снижение на 20% до 2005г. выбросов углекислого газа в атмосферу стимулирует использование альтернативных экологически чистых возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Их использование позволяет покрывать 10% потребностей страны, что эквивалентно 80 пдж. (1 Пентаджоуль – 23,9 тыс.т. нефтяного эквивалента).

Всего в стране на тепловых и ветроэлектростанциях производится 32 млрд. квтч. электроэнергии. Общая мощность гидроэлектростанций в Дании незначительна (0,23 млрд. квтч.).

Значение ВИЭ в энергосистеме Дании, к которым относятся ветроэнергетические установки (ВЭУ), биомасса (в качестве топлива для теплоэлектростанций), солнечные батареи, геотермальные источники и энергия морских волн увеличивается с каждым годом. Планируется, что к 2005г. доля ВИЭ в общем объеме вырабатываемой в стране электроэнергии должна составить 14% (100 пдж). В дальнейшем ее предполагается увеличить до 35% (235 пдж) общего объема вырабатываемой электроэнергии. В 2001г. на альтернативные виды энергии приходилось 8% от всего объема произведенной электроэнергии и 10,6% от общего объема потребления электроэнергии в стране.

Использование биомассы регламентируется законом, в соответствии с которым электростанции Дании обязаны использовать 1,2 млн.т. соломы и 0,2 млн.т. древесной щепы в качестве топлива ежегодно, начиная с 2000г. Это эквивалентно 19 пдж. или 6% годового производства энергии.

Ветроэнергетика играет важную роль в датской экономике. На начало 2001г. в стране функционирует 5200 ВЭУ общей мощностью 1500 мвт.

Стимулирование развития ветроэнергетики начинается с 1979г., когда были введены дотации на строительство ветроэнергетических установок (ВЭУ) и производимую на них электроэнергию. Первоначально дотация на установку ВЭУ составляла 30% от общей стоимости проекта. С развитием производственных мощностей и снижением себестоимости производства ВЭУ данная дотация постепенно снижалась и в 1989г. была отменена. В 1979-89гг. на установку 2567 ВЭУ государство затратило 276 млн.дат. крон в качестве дотаций.

Дотация государства на производимую ВЭУ электроэнергию для частных владельцев составляла 0,27 дат. крон за квтч. Частный владелец ВЭУ

получал дотацию в 0,1 дат. крон за квтч., в качестве компенсации налога на CO<sub>2</sub>, и 0,17 дат. крон за квтч., в качестве целевой дотации.

После вступления в силу директивы КЕС о либерализации рынка энергоносителей данные виды компенсаций были отменены и включены в стоимость электричества для потребителей.

Существующая в Дании система налогообложения направлена на стимулирование развития ветроэнергетики. Для частных владельцев ВЭУ определен тариф, по которому первые 3000 дат.крон дохода от продажи электроэнергии не облагаются налогом, а 60% оставшейся части прибыли облагаются обычным налогом на прибыль (60% и более). Такая система является инструментом расширения сети мелких частных собственников ВЭУ.

Для дальнейшего продвижения ветроэнергетики в условиях свободного рынка цен на электроэнергию правительство Дании разработало дополнительный комплекс мер поддержки владельцев ВЭУ. С 2000г. введены зеленые сертификаты, по которым потребители энергии обязаны покупать энергию, производимую ВЭУ. Вводятся прямые дотации на производимое ВЭУ электричество в 0,17 в дат. крон за квтч., в зависимости от мощности и возраста ВЭУ. Для турбин, которые будут установлены до конца 2002г., правительство определило фиксированную цену на электроэнергию в 0,33 дат.крон за квтч., которая будет действовать в течение 10 лет (переходный период).

Правительство разрабатывает меры в целях стимулирования замены действующего парка ВЭУ новыми высокотехнологическими образцами.

Другие виды альтернативной энергетики пока не получили столь широкого применения в Дании, как использование ветроэнергетики и биомассы в качестве топлива для ТЭС, доля которых в производстве электроэнергии в стране постоянно растет. Ведутся работы по изучению возможностей геотермальной энергетики (в первую очередь в интересах Гренландии) и использования солнечных батарей в целях промышленного получения электроэнергии.

В Дании есть опыт эксплуатации небольшой геотермальной станции в районе Тистед. Данная станция в основном используется в качестве теплоцентрали и практического значения в общем объеме датской энергетики не имеет.

Солнечные элементы в Дании используются в основном только для выработки тепла в частном секторе. В рамках датской программы «Солнечная энергия 300» в 300 жилых домах были установлены солнечные батареи общей мощностью 750 квт. для выработки тепла и электричества. За счет использования солнечной энергии удалось покрыть от 1/3 до 3/4 потребностей в электроэнергии для каждого из 300 жилых домов. Стоимость данной программы оценивается в 5,8 млн.долл. В перспективе планируется использование солнечных элементов для обогрева и выработки электроэнергии для крупных общественных зданий.

*Либерализация рынка электроэнергии.* В 2003г. правительством намечена полная либерализация национального рынка электроэнергии. Целью является свободное рыночное формирование цен на электричество, привязываемое, возможно, к биржевым котировкам (Nord Pool в Норвегии), но не

определяемое крупными компаниями-монополями поставщиками. Этапы реформы рынка электроэнергии в Дании.

1.04.98 – кроме госкомпаний-поставщиков к торговле электроэнергией допущены новые участники, каждый из которых поставляет не менее 100 млн.квтч. электричества в год – всего для трех крупнейших потребителей в стране, что соответствует 3% от общего потребления электроэнергии в Дании.

1.04.00 – к участию на рынке допущены новые компании с объемом поставки электричества не менее 10 млн.квтч. каждый, всего для 110 более мелких потребителей, что соответствует 15% всего внутреннего потребления.

1.01.01 – разрешается торговать электроэнергией всем поставщикам более 1 млн.квтч. всего для 1700 потребителей, что равняется 35% потребления в Дании.

С 1.01.03 – на рынок электроэнергии будут допущены все желающие, что охватит 100% потребления и 1,5 млн. организованных и зарегистрированных потребителей в стране.

Электричество будет продаваться свободно «как обычный сырьевой товар». Сегодня в Дании 7 крупнейших участников рынка с объемами поставляемого электричества от 1386 млн.квтч. до 9871 млн.квтч. в год.

ДОНГ, крупнейший государственный концерн-монополист в области поставок газа, в преддверии либерализации рынка (намеченного правительством Дании на 2004г. не без давления со стороны ЕС), строит планы приобретения компании либо пакетов акций в секторе торговли электроэнергией. Но сами руководители компаний-поставщиков электроэнергии поговаривают о слиянии друг с другом и о последующем выкупе части акций ДОНГ, когда будет запущена полная либерализация рынка поставок газа (2004г.)

*Либерализация рынка газа.* Целью этой реформы также будет свободное формирование рыночной цены на газ, уход от ее формирования крупными монополиями поставщиками (ДОНГ) с возможной привязкой цены к биржевым котировкам, снижение цен на транспортировку газа (за 1 куб.м.: Дания – 9 ере; Великобритания – 6 ере; Голландия – 5 ере; Германия – 12,5 ере; Швеция – 16 ере) и возможное снижение цен на сам газ (самые низкие в Европе цены на газ сегодня в Голландии). В этой связи упоминаются реальные программы строительства газопровода между Данией и Великобританией по морскому дну, взаимные поставки газа между странами, установление цен на датский газ для внутреннего потребления в привязке к котировкам биржи в Великобритании. Также упоминается об уже начатом проекте прокладки газопровода по морскому дну между Данией и Польшей (соглашение между странами предусматривает поставку 2 млрд.куб.м. датского газа в год в течение ближайших 8 лет).

Сама схема либерализации пока не детализируется, но очевидно, что с целью снижения всех цен и тарифов, а также ухода от формирования цен крупными доминирующими поставщиками, должна быть ликвидирована фактическая монополия ДОНГ и распроданы как часть его пакета акции, так и физических объектов. Рынок должен быть открыт для всех участников (в т.ч. возможно и иностранных, как следует из критики моно-

польного рынка газа Дании со стороны КЕС), независимо от их величины и объемов поставок газа.

### ИНДОНЕЗИЯ

Правительство рассматривает производство электроэнергии как один из важных компонентов экономического развития страны и роста благосостояния народа. В 1970-93 гг. экономический рост Индонезии составлял 7%, при этом потребности в увеличении производства электроэнергии достигали 14%. В эти годы производство электроэнергии целиком находилось под контролем правительства. Чтобы поддержать темпы экономического развития страны правительство приняло решение наряду с развитием госсектора, привлечь частный сектор в сферу производства электроэнергии.

Разразившийся в 1997г. и продолжившийся в 1998г. экономический кризис вызвал снижение экономического роста на 13,8%. Произошел спад в потребностях в электроэнергии в наиболее развитом регионе Ява-Бали, что привело к перепроизводству электричества. В ряде других регионов страны потребности в электричестве продолжали оставаться неудовлетворенными.

В 1999г. наметился экономический рост в Индонезии в 0,13%. Произошедшие позитивные изменения повлекли за собой увеличение потребности в электроэнергии 8,8% для региона Ява-Бали и 6,9% для остальной части страны.

Для удовлетворения растущей потребности в электроэнергии правительством был разработан долгосрочный план обеспечения электроэнергией страны, который основывается на ряде законодательных актов. В частности, в Конституции говорится, что сферы производства, жизненно важные для страны, воздействующие на условия жизни большинства населения, должны находиться под контролем государства. Земля, вода, недра находятся в ведении государства и используются на благо народа.

В принятом в 1998г. проекте основных направлений развития страны говорится, что развитие электроэнергетического комплекса должно осуществляться правительством и частным сектором в целях стимулирования экономики и роста благосостояния народа. Руководство этой деятельностью должно осуществляться таким образом, чтобы гарантировать достаточное количество энергии, соответствующего качества по приемлемым ценам.

Производство электроэнергии находится под контролем министерства развития и энергетики и правительственного органа по управлению собственностью страны.

*Потребности в электричестве по регионам.* Ява-Бали. В регионе сохраняется тенденция к перепроизводству электроэнергии. В 1999-2009гг. намечено строительство ряда электростанций, что приведет к увеличению производства электроэнергии еще на 3 тыс.мвт. К 2002г. избыток энергии может составить 700 мвт.

Аче. По состоянию на 2000г. регион испытывает нехватку электроэнергии в 111 мвт. Запланирован ввод в эксплуатацию в 2001г. газоперекачивающей электростанции мощностью 50 мвт. и в 2003г. гидроэлектростанции мощностью 86 мвт., что в какой то степени поможет решить энергетическую проблему региона.

Северная Суматра. После ввода в эксплуатацию гидроэлектростанции мощностью 50 мвт., газотурбинной электростанции мощностью 100 мвт., гидроэлектростанции мощностью 84 мвт. и паровой электростанции мощностью 100 мвт., излишки электроэнергии в регионе к 2004г. могут достигнуть 443 мвт.

Западная Суматра. В 1998г. регион испытывал перепроизводство электроэнергии 136 мвт. По прогнозам к 2003г. излишки энергии несколько сократятся и составят 101 мвт.

Батам. Регион испытывает нехватку электроэнергии. Если не запланировать строительства новых электростанций, то к 2009г. дефицит энергии может достигнуть 448 мвт.

Южная Суматра, Бенгкулу, Джамби и Лампунг. Регион испытывает дефицит электроэнергии, который продолжит расти вплоть до 2009г. Этот регион один из самых неблагополучных в плане обеспечения электроэнергией.

Западный Калимантан. Регион испытывает нехватку электроэнергии и положение может усугубиться, если не будет введена вовремя в строй газотурбинная электростанция мощностью 30 мвт. К 2009г. энергетический дефицит в регионе может достигнуть 276 мвт.

Южный Калимантан, Центральный Калимантан и Восточный Калимантан. К 2009г. нехватка электроэнергии в регионе составит 906 мвт.

Вост. Сулавеси и Центр. Сулавеси. Регион испытывает нехватку электроэнергии. Не определенные сроки возможного ввода в эксплуатацию строящейся паровой электростанции мощностью 110 мвт. К 2009г. нехватка электроэнергии составит 149 мвт.

Южн. Сулавеси. Регион благополучный в плане обеспечения электроэнергией. По прогнозам к 2006г. возможно перепроизводство электроэнергии в 12 мвт.

Малуку. Рост производства энергии к 2004г. составит 6 мвт, а к 2009г. достигнет 60 мвт. Наиболее экономически выгодным является строительство электростанций, работающих на дизельном топливе. Одновременно планируется продолжить строительство солнечных и гидроэлектростанций.

Ириан Джая. Регион перспективный в плане использования энергии воды, хотя не используется активно. Основным источником энергии являются дизельные электростанции. Потребности в электроэнергии постоянно растут и к 2009г. дополнительно потребуется 51 мвт.

Тимор и Нуса. Потребности в электроэнергии продолжают оставаться высокими, особенно для удовлетворения добывающей промышленности и к 2009г. возрастут на 382 мвт. Запланированное строительство дополнительных мощностей составляет только 14,6 мвт.

Для улучшения эффективности использования электроэнергии планируется разработать планы, которые позволят осуществить переброску электроэнергии между регионами. В этих целях планируется в 2000-02гг. строительство ЛЭП протяженностью 5487 км.

Для претворения в жизнь намеченных планов требуются инвестиции в 3027,52 млрд.долл., из которых 1113,72 – необходимо на строительство электростанций. На 2000г. электрифицированными являются 82,74% сельской местности, из которых 97% – на о.Ява.

Основным сырьем для производства электроэнергии в Индонезии являются нефть, газ и каменный уголь. Наряду с их использованием для обеспечения потребностей страны, это сырье является основным источником получения валюты. В недалеком будущем Индонезия может прекратить экспорт нефти и добывать ее только для удовлетворения внутренних потребностей страны. Запасы газа в стране составляют 2% от мировых. Спрос на него опережает темпы освоения месторождений.

Разведанные запасы каменного угля составляют 36 млрд.т. При этом 60% его считается низкокачественным. Добыча угля ведется карьерным способом, что ведет к уничтожению больших с/х площадей.

Правительство рассматривает вопрос возможности использования альтернативных источников энергии, в частности, биохимическую, ветра, океана, гидро, атомную. Потенциальные возможности биоэнергии оцениваются в 50 тыс. мвт. Путем сгорания, биомассу можно использовать для получения электроэнергии.

Потенциал использования энергии ветра в стране в целом незначительный, что обусловлено слабым воздушным потоком со скоростью ветра 3-5 м/с. В отдельных местностях, где скорость ветра превышает 5 м/с установлены генераторы, которые вырабатывают энергию малой мощности для электрификации сельских местностей.

Как тропическая страна Индонезия обладает хорошим потенциалом солнечной энергии. Дневная интенсивность солнечной энергии составляет 4825 квтч./кв.м. Используются 2 технологии преобразования солнечной энергии: фотогальваническая и тепловая.

Фотогальваническая технология, в основном, используется для электрофикации сельской местности и работы ряда предприятий. В частности, в Джакартском оздоровительном центре установка позволяет производить до 3 мвт. электроэнергии. Использование этого вида энергии достигло полукоммерческой основы.

Гидроэнергетический потенциал оценивается в 75,625 тыс.мвт. С использованием этой технологии получения электроэнергии вырабатывается 2 тыс.мвт.

На территории Индонезии расположено значительное количество вулканов. 70 таких мест имеют потенциал в 19 тыс.мвт. Используется только незначительная часть этих ресурсов, т.е. 525 мвт. Основным препятствием развития этого источника энергии служит значительное удаление от основных потребителей энергии и высокая стоимость.

Потенциал энергии океана оценивается как хороший, однако исследования окончательно еще не завершены. Проводится изучение возможности использования энергии волны, прилива и тепловой энергии воды. Ведется строительство генератора электроэнергии волны недалеко от Джокьякарты ( Барон) с мощностью 1,1 мвт.

Ядерная энергия имеет хороший потенциал для развития. На территории страны (особенно Ириан Джайя) имеются богатые залежи урана. В тоже время нуждаются в дальнейшей проработке вопросы безопасности и экологии.

Отсутствуют предприятия по производству турбоэнергетического оборудования. Турбины по-

ставляются из США и ряда европейских стран, в частности, Швейцарии, Италии, Великобритании.

Для производства электроэнергии в Индонезии наиболее широко используются ГЭС, паровые, газопаровые, газовые и дизельные электростанции. Индонезия не экспортирует и не импортирует электроэнергию.

Цены на электроэнергию различаются в зависимости от себестоимости в каждом регионе. К примеру, наименьшая себестоимость может быть 0,013 долл. за 1 квтч. (без учета стоимости топлива) для станции мощностью 16-25 мвт.

Основными производителями электроэнергии остаются государственные электростанции и лишь незначительная часть электроэнергии производится частными предприятиями. Среди них газопаровая электростанция мощностью 600 мвт. RAITON, паровая электростанция мощностью 110 мвт., расположенная на Западной Яве и паровая — на Центральной Яве.

Местные предприятия отдают предпочтение строительству газотурбинных, газопаровых и дизельных электростанций, проявляют интерес к возможности закупок турбоэнергетического оборудования из России. Ведется проработка этого вопроса с «Энергомашэкспорт».

## ИРАН

По выработке электроэнергии Иран занимает 20 место в мире. Система энергоснабжения Ирана представляет собой сеть энергетических районов, большинство из которых объединено в единую энергосистему.

Практически вся электроэнергия в стране (90%) вырабатывается электростанциями региональных энергетических компаний, имеющих статус неправительственных организаций. Эти компании подведомственны министерству энергетики и в реальности им управляют и контролируют.

В стране имеются высоковольтные линии электропередач напряжением (кв.) 400, 230, 132, 66, 63, 33, 20, 11, а также низковольтная распределительная сеть напряжением 220в. и 400в. с частотой переменного тока 50гц. Суммарные потери электроэнергии в передающей и распределительной сети Ирана выше общепринятых стандартов и составляют 15%. Общая протяженность линий электропередач составляла в 2001г. — 420 тыс.км.

Энергосистема Ирана связана линиями электропередач с энергосистемами Турции, Азербайджана, Армении и Туркмении.

По данным министерства энергетики Ирана, в 2001г. установленная мощность электростанций страны возросла на 1200мвт. и достигла 28000мвт., а выработка электроэнергии составила 120,1 млрд.квт/ч, что на 3% больше, чем в 2000г. 86% электроэнергии выработано тепловыми электростанциями.

В 2001г. на работе электроэнергетики Ирана отрицательно сказалась засуха. Из-за этого стихийною бедствия, наблюдавшегося в Иране три года подряд, снизилась выработка электроэнергии гидроэлектростанциями страны. В результате резерв генерируемых мощностей снизился в 2001г. до 9%, что в два раза меньше мировых стандартов (25-30%). Увеличение выработки электроэнергии

оказалось ниже запланированного (заданиями третьей пятилетки предусмотрено ежегодное увеличение выработки электроэнергии на 7,2%). Ставился вопрос о введении нормированного энергоснабжения во многих районах страны.

В структуре потребления электроэнергии преобладает коммунальный сектор — 35%, далее следует промышленность — 34%, сельское хозяйство — 8%, государственные и коммерческие структуры — 23%. Общее количество абонентов распределительной сети превышает 15 млн.

В последние годы потребности Ирана в электроэнергии растут от 6 до 8% в год. Такими же темпами (с некоторым отставанием от спроса) растут установленные мощности и выработка электроэнергии, что позволяет обеспечить высокий уровень электрификации, как городских (99%), так и сельских (92%) районов страны. В отдельных провинциях и районах в пиковые периоды потребления электроэнергии (обычно в летние месяцы) ощущается нехватка генерирующих мощностей и пропускной способности электросетей.

Выступая в Тегеране 22 окт. 2001г. на открытии 16 международной энергетической конференции, министр энергетики ИРИ Х.Битараф заявил, что в течение ближайших четырех лет в Иране будут введены в строй несколько новых электростанций, что позволит увеличить мощности на 11000мвт. К 2005г. с учетом пуска в эксплуатацию первой иранской АЭС «Бушер» суммарная мощность энергетических установок страны достигнет 39000мвт.

Руководство отрасли высказывается о необходимости предпринять такие меры, как повышение тарифов на электроэнергию и снижение издержек производства. Законом о III пятилетке предусмотрено повышение на 10% тарифов на электроэнергию в 2003г., министерство энергетики вынуждено обратиться в правительство и парламент страны с предложением об увеличении тарифов на 25%.

В 2001г. электроэнергетика Ирана столкнулась с дефицитом в 30 трлн. риалов (3,7 млрд.долл. по текущему биржевому курсу). По данным иранской государственной энергетической компании «Таванир» для завершения 22 энергетических проектов стране требуется 1,1 млрд.долл. 950 млн.долл. нужны для пуска в эксплуатацию ТЭС, 100 млн.долл. для ГЭС и 50 млн.долл. для развития распределительной сети.

В 2001г. ГУП «ВО Технопромэкспорт» передало заказчику в эксплуатацию два блока (по 315мвт. каждый) на ТЭС «Рамин» В результате суммарная мощность этой электростанции, построенной при техсодействии «ВО Технопромэкспорт» достигла 1890мвт. и она стала крупнейшей силовой электростанцией Ирана.

Продолжаются работы по достройке при содействии ЗАО «Атомстройэкспорт» первого блока АЭС «Бушер» мощностью 1000 мвт.

## Италия

**Н**алогообложение нефтяного сектора. Действующее в Италии законодательство в области налогообложения нефтяного сектора предусматривает, что данная продукция облагается налогом с момента поступления в коммерческое обращение. Общие принципы и ставки налогообложения одинаковы как для добычи, так и для нефте-

переработки и последующей коммерциализации нефтепродуктов, за исключением того, что при нефтедобыче производитель в случае концессии осуществляет также платежи за право добычи нефти на определенной территории государству или конкретному региону — т.н. «роялти».

Италия не располагает значительными запасами нефти (годовое производство — 5 млн.т.), большее значение для нее имеет нефтепереработка, которая получила существенное развитие.

В соответствии с принятым в Италии «Единым сводом законодательных норм по налогообложению производства и потребления» (Законодательный Декрет президента республики № 504 от 26.10.95г.) главной составляющей налогообложения нефтепродуктов являются акцизы, размер которых варьируется в зависимости от вида энергоносителя и сферы его использования; их удельный вес достигает 40-50% от конкретной цены продукции. Ставки акциза устанавливаются на полугодовой или годовой период. Госбюджетом Италии на 2001г. предусмотрены ставки акцизов с 1 янв. по 30 июня 2001г.:

— для обычного бензина — 1,078 лир за 1 л. (при цене бензина на автозаправочных станциях 2250 лир за л., курс долл. составляет 2180 лир);

— для бензина без свинцовых присадок — 1,007 лир за литр (при цене 2150 лир за л.);

— для газойля (дизельное топливо), используемого в качестве топлива в автотранспортных средствах — 739 лир за л.; используемого для отопления — 697 лир за л.;

— для водосодержащего газойля (12-15% воды по весу): 40 лир за л. с содержанием серы до 1% и 80 лир за л. с содержанием серы свыше 1% при использовании в промышленных целях; 514 лир за л. при использовании как автомобильное топливо и для отопления.

Законом № 448 от 23.12.98г. определена верхняя граница акцизов на нефтепродукты, имея в виду постепенное достижение к 1 янв. 2005г. следующих величин: бензин обычный и бензин без свинцовых добавок — 1150 лир за 1 л.; дизельное топливо, используемое в качестве транспортного топлива или горючего для отопления — 906 лир за 1 л.; чистая нефть или керосин, используемые в качестве транспортного топлива или горючего для отопления — 758 лир.

Законом установлено, что конкретные величины акцизов определяются декретом председателя совета министров. Ежегодное увеличение не должно быть менее 10% и более 30% соответствующих величин, установленных в прошедшем году.

Акцизы уплачиваются два раза в месяц: по продукции, реализованной между 1 и 15 числом каждого месяца — до 30 числа этого месяца, по продукции, реализованной между 15 и 30 числом — до 16 числа следующего месяца.

В соответствии с действующей по июль 2001г. программой ЕС не облагается акцизом квота дизельного топлива в 125 тыс.т. в год, содержащего не менее 5% топлива, полученного из растительных масел. На 2001г. размер квоты для Италии (распределяемый внутри страны между производителями) может быть повышен до 300 тыс.т.

Льготы по налогообложению нефтепродуктов также определены в Законодательном декрете президента Республики №504 от 26.10.1995г. В частности, полное освобождение от уплаты акцизов

предусмотрено в отношении нефтепродуктов, предназначенных для осуществления большинства видов авиаперевозок, для судоходства в пределах территориальных или внутренних вод стран ЕС, в целях обустройства зон, подвергшихся стихийным бедствиям, для поставок национальным вооруженным силам или армиям стран НАТО, а также по двусторонним или международным соглашениям, предусматривающим освобождение от уплаты налога. В ряде других случаев применяется ставка в 30% (реже 50%) от обычного размера акциза: при использовании на ж/д транспорте, производстве электроэнергии, использовании как топливо для стационарных двигателей на промышленных предприятиях. Государство предоставляет субсидии до 250 лир за л. нефтепродуктов, используемых в труднодоступных районах, например в горных поселениях.

При каждом переходе собственности на нефтепродукты к новому владельцу оплачивается НДС (20%), начисляемый на общую стоимость продукции, включая акцизы.

На иностранные компании, действующие на территории Италии, распространяется та же система налогообложения, что и на национальные.

Основным документом, регулирующим процесс разведки и добычи нефти на территории Италии, является законодательный декрет от 25 ноября 1996г. №625, принятый в соответствии с Директивой ЕС 94/22.

Декретом установлены роялти (плата за разработку месторождения) в 7% от годового объема нефти, добытой на суше, и 4% — на морском шельфе. При этом из облагаемого объема должно быть исключено количество потребленной нефти для нужд разработки скважин и использованной при разведке месторождения. Не подлежат уплате роялти по каждой концессии в 20 тыс.т. нефти, добытой в год на суше, и 50 тыс.т. — на шельфе.

Общая сумма роялти распределяется: 30% государству, 55% региону, 15% другим местным образованиям (в случае добычи на морском шельфе, суммы, причитающиеся местным образованиям, платятся государству).

Общая сумма роялти исчисляется по средневзвешенной цене на нефть за год. Из этой суммы должны быть исключены издержки по поставке 30 тыс. лир за т. нефти, добытой на суше, и 60 тыс. лир добытой на шельфе. В случае ее дальнейшей транспортировки из суммы роялти исключаются расходы на транспорт, а в случае использования собственной транспортной сети вычет составляет 1 лиру за 1 кг. нефти за каждые 5 км. нефтепровода после первых 30 км., но не более 30 лир за 1 кг. нефти. Размеры вычетов обновляются министерством промышленности и торговли.

Оплата роялти производится: до 31 марта каждого года предприятие, имеющее концессию на разработку месторождения, подает в Национальный комитет по добыче углеводородов (УНМИГ) сводку о количестве добытой нефти за год; до 30 июня держатель концессии должен осуществить причитающиеся платежи и до 15 июля сообщить в письменном виде в минфин и в УНМИГ о переводе платежей.

В случае инвестиций в развитие инфраструктуры южных регионов Италии нефтедобывающие предприятия получают налоговые льготы и скидки на оплату в фонды социального обеспечения.

Кроме вышеуказанных специальных налогов и выплат предприятия, действующие в нефтяном секторе, как и другие юрлица, облагаются налогами в соответствии с действующим законодательством, основными из которых являются налог на прибыль в 37% и местный подоходный налог — 4,25%.

*Импортные поставки электроэнергии в Италию.* Основным документом, регулирующим порядок и условия импорта электроэнергии в Италию, является постановление специальной госструктуры Италии по электроэнергии и газу (Autoritaper l'energia elettrica e il gas) №219 от 6.12.2000г.

На границах Италии имеются следующие сетевые мощности по передаче-приему электроэнергии: на границе с Францией — 2100 мвт., со Швейцарией — 3000 мвт., с Австрией — 220 мвт., со Словенией — 380 мвт. В процессе строительства находятся мощности, ориентированные на Грецию — 500 мвт.

Италией (ЭНЭЛ) подписаны долгосрочные соглашения об импорте электроэнергии и соответственно распределены мощности: с EDF (Франция) — на 1800 мвт. до 01.01.2003г. и на 1400 мвт. до 31.12.2007г.; с ATEL (Швейцария) — на 600 мвт. до 31.12.2011г. и на 200 мвт. до 31.12.2002г.

Мощности на границах с Австрией и Словенией, с точки зрения долгосрочных контрактов, пока «свободны».

В соответствии с указанным выше постановлением, мощности, не задействованные под транспортировку электроэнергии по данным долгосрочным соглашениям, распределяются между подавшими заявки компаниями на годовой основе и на 4-месячной основе по пропорциональной системе (pro quota). Последнее такое распределение было осуществлено в июле 2001г. на сент.-дек. 2001г. Компании, желающие подать заявки на куплю-продажу электроэнергии в 2002г., смогут сделать это в конце 2001г. (точная дата распределения на 2002г. пока не известна). Как правило, на годовой основе распределяется 80% «свободных» мощностей, остальные 20% — на 4-месячной основе.

Заявки могут подаваться как иностранными компаниями (экспортерами), так и итальянскими фирмами (импортерами). Есть ограничения — компания может быть предоставлена максимальная квота в 10% мощностей на одной границе и не более 5% совокупной мощности на всех границах. Некоторые фирмы превышают эти «потолки» за счет подачи заявок от имени подконтрольных им фирм или покупки квот при перераспределении на «вторичном» рынке.

Распределением мощностей по передаче электроэнергии занимается созданная в 1999г. госорганизация — Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, GRTN, адрес — Viale Maresciallo Pilsudski, 92. 00197 Roma-Italy, тел. 39-06-81651, ф. 39-06-81654392, директор — Валериани (Valeriani). С точки зрения стратегии развития национальной электросети работой GRTN руководит министерство производственной деятельности Италии.

Распределение квот производится бесплатно, хотя держатель квоты может продать ее на «вторичном» рынке. Получив квоту, компания должна будет оплатить стоимость самой транспортировки электроэнергии. Дать идею цены транспортировки очень сложно, поскольку эта цена состоит из базовой стоимости и переменных составляющих,



учитывающих, кто является конечным потребителем, в каком регионе Италии он расположен, напряжение в сети и пр.

## КИТАЙ

В 2001г. продолжалось осуществление структурных и организационных реформ в отрасли, введение рыночных механизмов, реконструкция основных производящих и передающих мощностей, а также реализация проекта по переброске электроэнергии из западных в восточные провинции КНР.

В 2001г. в Китае было произведено 1,47 трлн. квтч. электроэнергии (рост по сравнению с 2000г. на 9%), из которой было потреблено 1,45 трлн. квтч. (рост по сравнению с 2000г. на 7,9%). На предприятиях, входящих в систему Государственной электроэнергетической компании (ГЭК) КНР, произведено 955 млрд. квтч. электроэнергии (+8,4%). В 2001г. электроэнергетическая отрасль смогла удовлетворить быстро растущий спрос на электроэнергию.

Общий объем инвестиций и период 9 пятилетки в основные фонды электроэнергетики превысили 840,7 млрд. из которых на строительство энергопроизводящих предприятий было истрчено 469,3 млрд. юаней, энергосетей — 342,7 млрд. юаней, на строительство малых инфраструктурных объектов — 28,7 млрд. юаней, на модернизацию городских и сельских энергосетей — 200,5 млрд. юаней. В 2001г. было введено в строй и начато строительство 12 электроэнергетических объектов на 300 млрд. юаней.

В 1 тыс. узлах были модернизированы сети с напряжением 10 кв. и увеличена их трансформаторная установленная мощность до 37,7 кв.

Произошли структурные изменения в отрасли. К 2001г. в общекитайском балансе производства электричества доля электроэнергии, выработанной на ГЭС, увеличилась до 24,8%, а доля электроэнергии, выработанной на ТЭС и ТЭЦ, сократилась до 74,4%. Планмерно проводилась работа по закрытию малых ТЭС и ТЭЦ. К 2001г. суммарная мощность закрытых малых энергопроизводящих объектов составила 10 млн.квч. Доля ТЭС и ТЭЦ мощностью менее 50 тыс.квч. составляет 8% в электроэнергетике страны.

В 2001г. ГЭК КНР продолжала осуществлять масштабный проект переброски электроэнергии из западных в восточные районы Китая, в рамках которого велись работы первого этапа по строительству и пуску в строй энергопроизводящих и энергопередающих мощностей по северному, центральному и южному коридорам транспортировки электроэнергии.

Северный коридор. Ведется сооружение двух ТЭС в АРВМ: «Мэнситукэтуо» (два блока мощностью по 600 тыс.квч.) и «Чжуньгэр» (два блока мощностью по 300 тыс.квч.). Из пров. Хэбэй, Шаньси и АРВМ в Пекин, города Северного Китая и Тяньцзинь прокладываются линии электропередачи с напряжением 500 кв.

Центральный коридор. Энергопроизводящей базой в указанном коридоре станет с 2003г. гидрокаскад «Три ущелья», программа работ в рамках которого по возведению дамб в пред.г. была выполнена. В 2001г. продолжалось строительство ЛЭП-500 постоянного тока от Чжэнпина («Три

ущелья») до города Лунцюань (Восточный Китай) и ЛЭП-500 переменного тока из пров. Сычуань в города Центрального Китая.

Южный коридор. Предусматривается переброска в течение 5 лет 100 млрд.квч. электроэнергии с группы ГЭС и ТЭС, которые будут построены в пров. Юньнань, Гуйчжоу и Гуанси, в пров. Гуандун.

В пров. Гуйчжоу сооружаются 3 электростанции мощностью 540, 500 и 360 тыс.квч. и третья очередь ЛЭП-500 переменного тока.

В 2001г. Госсоветом КНР одобрен второй этап реализации проекта транспортировки электроэнергии из западных в восточные районы Китая. Он предусматривает строительство 6 электростанций в пров. Юньнань, Гунчжоу и Гуанси-Чжуанском АР и 3 ЛЭП, общая стоимость которых будет равняться 35,3 млрд. юаней (16,7 млрд. юаней пойдет на финансирование сооружения электростанций, 18,6 млрд. юаней — на строительство ЛЭП). Общая протяженность линий электропередачи переменного тока составит 1793 км. с установленной трансформаторной мощностью 1,5 млн.кв. ЛЭП постоянного тока — 1955 км., с установленной трансформаторной мощностью 6 млн.кв.

ГЭК КНР закончила подготовительную работу по разукрупнению провинциальных и региональных электроэнергетических и промышленно-эксплуатационных бюро в 8 китайских провинциях. Успешно продвигался эксперимент в 6 провинциях по разделению энергопроизводящих и транспортно-распределительных предприятий и выработке механизма установления конкурентоспособной цены на отпускных терминалах электростанций.

В 2002г. электроэнергетическая отрасль КНР должна сохранять темпы своего развития на уровне 6-7%, объемы выработанной электроэнергии должны составлять 1,53-1,56 трлн.квч. Компания не должна допускать перебоев с поставкой электроэнергии, которые имели место в 2001г. Планируется наращивать переброску электроэнергии в те регионы, где испытывается ее серьезный недостаток и повышать надежность и качество поставки электроэнергии потребителям.

Атомная энергетика. В 2001г. эта отрасль энергетики Китая планомерно развивалась. Продолжалось строительство Циньшаньской, Тяньваньской, Даяваньской и Линаоской АЭС.

Учитывая очень малый процент электроэнергии, вырабатываемой АЭС в общей энергопроизводящей структуре китайской энергетики (1%), представители ядерных энергетических групп провинций Гуандун и Чжэцзян вновь вышли с предложением в Госсовет КНР об одобрении планов по разрыванию дополнительного строительства объектов атомной энергетики.

Более активная инвестиционная политика центрального правительства позволит к 2020г. поднять установленную мощность АЭС с ныне имеющихся 6,6 млн.квч. до 40 млн.квч. и повысить тем самым долю вырабатываемой атомными станциями электроэнергии в общем балансе производства электроэнергии в Китае до 5%.

Одним из главных направлений научно-технического развития отрасли оставалось создание отечественных средних и малых высокотемпературных реакторов с газовым охлаждением мощностью 100 мвт.

Угольная промышленность. В 2001г. ситуация Китая характеризовалась оживлением спроса на сырье, увеличение объемов производства, уменьшением складских запасов угля и некоторым ростом цен внутри страны. Было добыто 1,1 млрд.т. угля, что превысило запланированные в начале 2001г. показатели в 950 млн.т. на 60 млн. Убыточность угледобывающих предприятия снизилась до 2,7 млрд. юаней. За пред.г. цены на добытый уголь в среднем выросли на 10%.

Китай за 2001г. экспортировал 81,3 млн.т. угля (+45,3%), что стало продолжением выполнения задачи по снижению давления излишков произведенной продукции внутри страны и расширению присутствия китайских поставщиков угля на внешних рынках.

Одной из главных причин увеличения объемов добычи угля стал заметный рост производства продукции металлургической, нефтехимической, электроэнергетической, строительной отраслей промышленности, традиционно использующих в качестве основного топлива уголь. **В 2001г. уголь в общекитайском энергетическом балансе продолжал составлять 70%**, в производстве электроэнергии — 76%, в металлургии — 70%, в химической промышленности — 60%, при отоплении населения — 80%.

В 2001г. Госсоветом КНР были конкретизированы задачи, касающиеся сокращения производства добываемого угля, выработки рационального ценообразования на указанный вид топлива, закрытия небольших и малорентабельных шахт, а также по оптимизации структуры размещения угледобывающих предприятий.

Немедленному закрытию подлежат шахты, производство угля на которых меньше 30 тыс.т. в год, не имеющие, хотя бы одного из четырех разрешений на ведение угледобычи, с высокой степенью риска затопляемости или возникновения пожаров, а также не имеющие элементарных условий, обеспечивающих безопасность подземных работ. К категории малых угледобывающих предприятий отнесены шахты, способные производить менее 150 тыс.т. угля в год.

Несмотря на все вышеперечисленные меры, отрасли вновь не удалось преодолеть черту убыточности.

## КУБА

**Н**ациональная энергетическая система Кубы объединяет генерирующие мощности общим объемом 4,2 млн.квт. Производство электроэнергии в 2001г. ожидается на уровне 15,1 млрд.квтч.

Основу кубинской электроэнергетики составляют 20 ТЭС, объединенные в единую энергосистему, на предприятиях которой производится 90% всей вырабатываемой в стране электроэнергии. В числе крупных ТЭС: «Мариэль» (мощностью 600 мвт.), «Ренте» (500 мвт.), «Гавана» (300 мвт.), построенные при техническом содействии СССР (всего с помощью СССР построено 40% мощностей электроэнергетики Кубы).

Расширяется практика взимания оплаты за отпускаемую электроэнергию в СКВ. В 2000г. эта форма расчетов распространялась на предприятия никелевой и сахарной промышленности, туризма и связи, а также на СП и охватывала 60% отпускаемой электроэнергии. Стоимость элект-

роэнергии для данных категорий потребителей установлена на уровне 12-15 центов за квтч.

В 2001г. значительные усилия были направлены на работы по модернизации 11 крупных энергоблоков, по 100 мвт. каждый. Завершены работы на 10 энергоблоках. В целом по стране было пушено новых мощностей общей производительностью 1.445 мвт. Ведется строительство ТЭС в Варадеро и Харуко, которые будут работать на попутном газе с комбинированном циклом и дадут 400 мвт. электроэнергии. За последние 8 лет на восстановление электроэнергетики государство затратило 1 млрд.долл.

В рамках реализации Программы энергетического развития Кубы, осуществлялся ввод в эксплуатацию новых мощностей, а также проводилась модернизация существующих объектов. В янв. 2002г. крупнейшая на Кубе ТЭС «Антонио Гитерас» в г.Матансас была отключена от национальной сети электроснабжения для проведения реконструкции и капитального ремонта, на которые государство выделило 25 млн.долл. После окончания работ ТЭС должна перейти на производство электроэнергии, используя отечественные энергоносители. Модернизация генерирующих мощностей основных ТЭС позволила обеспечить 52,2% производства необходимой стране электроэнергии за счет кубинских энергоносителей и получить 90 млн.долл. экономии за счет использования кубинской нефти.

Кубинская сторона обуславливает участие иностранных партнеров в выполнении Программы следующими требованиями: модернизируемые или создаваемые блоки должны работать только на нефти, добываемой на Кубе; при модернизации объекта должен обязательно учитываться фактор охраны окружающей среды и защиты экологии в соответствии с международными нормами; обязательное предоставление иностранным участникам кредита из расчета 8-10% годовых на срок в 10 лет. Привлечение иностранных участников осуществляется через систему закрытых тендеров. Для участия в тендерах участники должны представить коммерческие предложения, информацию по ТЭО проекта и о порядке финансирования.

Куба обладает незначительным потенциалом гидроресурсов. Тем не менее, осуществляется строительство нескольких гидроэлектростанций малой мощности. В июле 2001г. начались работы по сооружению ГЭС на канале Саса-Камагуэй, выходящего из самого большого водохранилища страны, которое вмещает 1.020 млн.куб.м. воды. Стоимость проекта, осуществляемого при сотрудничестве с Китаем, оценивается в 7 млн.долл. — ГЭС обеспечит электроэнергией жителей юга пров. Камагуэй. Договор с Китаем предусматривает также строительство других электростанций в провинциях Гранма, Сантьяго-де-Куба и Сьенфу-эгос.

В перспективе рассматриваются возможности использования альтернативных источников выработки электроэнергии, в частности солнечной и ветровой. Уже установлены первые пробные установки небольшой мощностью, работающие на солнечной энергии.

Перспективным считается выработка электроэнергии на основе сахарной биомассы (багасса и соломы), составляющей 47% отходов сахарного тростника (39 т/га). В 2001г. 34 сахарных завода

работали на собственной электроэнергии, выработанной на основе биомассы. В пиковый временной период, с 16.00 до 22.00, они передают оставшуюся электроэнергию в национальную сеть. 8% электроэнергии вырабатывается на сахарных заводах, относящихся к министерству сахарной промышленности.

При содействии Программы ООН по развитию (PNUD) и Фонда окружающей среды (GEF), на Кубе планируется строительство первой ТЭС мощностью 400 мвт., работающей на основе сахарной биомассы. Стоимость проекта оценивается в 80-100 млн.долл. PNUD выделил для этой цели 12,6 млн.долл.; остальные финансовые средства будут получены от частных иностранных компаний. К инвестициям проявляют интерес фирмы Франции, Испании, Германии и Бразилии. Технико-экономическое обоснование разработано французской компанией Sides. По мнению координатора программы Рафаэля Асенхо, данный проект перспективен, так как позволяет использовать возобновляемый источник энергии и может быть также реализован на сахарных заводах в других странах.

Развитие атомной энергетики в стране не предусматривается. В ходе V (внеочередного) заседания Российско-Кубинской МПК (дек. 2000г.) было принято решение о прекращении работ по завершению сооружения АЭС «Хурагуа», строительство которой было начато при содействии бывшего СССР, т.к. кубинская сторона сочла продолжение работ по нему нецелесообразным. Российской стороне предложено демонтировать поставленное оборудование.

На ближайшую перспективу делается упор на использование попутного газа в качестве сырья на ТЭС. Энергия, получаемая за счет использования попутного газа, считается самой дешевой. В 2001г. закончилось строительство и монтаж оборудования энергетического предприятия Energaz, стоимостью в 55 млн.долл. В результате проекта, осуществляемого совместно с канадской фирмой, энергетический потенциал «Энергаза» увеличился на 80 мвтч., а эффективность турбин возросла на 30-45%. С тех пор, как в 1998г. его первый блок вступил в строй и до конца марта 2001г., «Энергаз» выработало 2,7 млн.мвт. электроэнергии из попутного газа. На предприятии также производятся сера, нефть, сжиженный газ и растворители.

Важным аспектом Программы энергетического развития страны является экономия электроэнергии. Внедрение энергосберегающих технологий в различных отраслях экономики, экономное использование энергии и применение рациональных методов управления позволило снизить нагрузку на энергетическую систему страны. Несмотря на рост мировых цен на энергоносители, практически полностью была выполнена программа снабжения населения керосином. Осуществлена газификация жилищного фонда страны: 1,3 млн.чел. населения стали потребителями этого вида топлива. Существенно сократились плановые отключения подачи электроэнергии потребителям во всех провинциях Кубы: с 344 (в 1994г.) до 65 (на окт. 2001г., до прохождения по стране урагана «Мишель»). Электроэнергетика уже не сдерживает экономическое и социальное развитие страны. Улучшились услуги населению и разрешен технологический вопрос использования тяжелой наци-

ональной нефти для ТЭС и других предприятий (100% цемента было произведено на основе национальной топлива).

## ЛАТВИЯ

Ситуация в энергетической отрасли страны расценивается как стабильная. В то же время, остро стоит вопрос о повышении тарифов на электроэнергию.

Потребление энергии в 2001г., по данным минэкономики, осталось таким же, как и в 2000г. — 6,1 млн.т. условного топлива. Общая 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. В этой связи намерения латвийских законодателей форсированно перейти на европейские стандарты 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.

Латвия ежегодно закупает в России 1,3-1,5 млрд.куб.м. природного газа для своего энергетического комплекса. В 2001г. предприятие АО «Латвияс газе» продало на внутреннем рынке 1,315 млрд.куб.м. природного газа, что на 10,32% больше, чем в 2000г. Населению продано 79,2 млн. куб.м. — 7,2% меньше, чем в предыдущий период. Промышленным потребителям предприятие продало 1,235 млрд.куб.м. природного газа — на 11,6% больше, чем в 2000г.

Латвия закупает 2,2, млн.т. нефтепродуктов, в т.ч. не менее 1 млн.т. марочного бензина, при потребностях внутреннего рынка 500-600 тыс.т. этого продукта. Нефтепродукты в основном, закупаются в России, Литве и Белоруссии.

В рамках национальной программы развития энергетики подготовлена правовая база для создания государственной энергоинспекции и участия Латвии в энергетической программе SAVE Европейского сообщества. В энергосекторе реализуются как общественные, так и коммерческие проекты. Разрабатываются проекты, для которых необходимы дополнительные источники финансирования. Для развития сектора энергетики в 2001г. было утверждено 37 проектов на общую сумму 64,6 млн. долл. Согласно государственной политике в сфере энергетики основными приоритетами являются: строительство новых, экологически приемлемых электростанций, повышение эффективности энергетики; установка устройств когенерации; использование местных энергоресурсов.

В Латвии используются как импортируемые виды топлива (природный и сжиженный газ, нефтепродукты, уголь), так и местные (дрова и торф). Электроэнергия вырабатывается местными ГЭС и

частично импортируется. Для производства тепла в основном используется импортируемое топливо — газ и мазут. В ближайшие 5 лет не планируется существенное изменение баланса энергоресурсов.

Уменьшение потребления энергоресурсов в 2001г. по сравнению с 2000г. объясняется уменьшением потребления топлива.

Потребление энергоресурсов, в тыс.т. усл. топлива

	1999г.	2000г.	2001г.
Всего.....	6045	5730	5288
– природный и сжиженный газ.....	1494	1495	1629
– светлые нефтепродукты.....	1272	1335	1293
– мазут.....	1086	900	406
– дрова, торф, кокс и др. виды топлива.....	1450	1300	1300
– уголь.....	147	120	94
– электроэнергия.....	596	580	566

Данные ЦСУ и министерства экономики

Рынок природного газа в Латвии в связи с повышением цены на мазут увеличился на 8% и составил 34% в структуре энергоресурсов. Ожидается дальнейший рост потребления этого топлива (к 2005г. — до 2 млрд.куб.м.). Основные потребители газа: теплоснабжение — 60%, производство — 25%, остальные — 15%. В Рижском регионе потребляется 82% всего газа, в Лиенае — 11% (АО Liepajas metalurģs, АО Liepajas Siltums).

## Ливия

По расчету Генеральной электрической компании (ГЭК), единственного производителя и поставщика электроэнергии в стране, получается, что потребность в электроэнергии достигла 2650 мвт. и удвоится к 2010г.

В ближайшие 10 лет планируется увеличить генерирующие мощности на 5000 мвт. Однако процесс строительства новых электростанций идет медленно. Планы увеличения генерирующих мощностей на 1400 мвт. на побережье между Бенгази и Триполи были отодвинуты на более поздние сроки и в ближайшем будущем мощности увеличатся не более чем на 1000 мвт. Контракт на расширение ТЭС «Западное Триполи» (2x235 мвт.), переговоры по подписанию которого продолжались более 5 лет, был заключен между ГЭК и российской компанией ГУП ВО «Технопромэкспорт» в янв. 2002г.

Решение о победителе в торгах на строительство ТЭС в г.Сирт мощностью 1400 мвт. и о реконструкции ТЭС «Бенгази-Север» на 300 мвт. затягивается. В целях увеличения объема инвестиций в этот сектор принято решение, что частным инвесторам может быть выдано разрешение на строительство ТЭС и управление распределением электроэнергии.

Итальянская компания Enelpower получила от ливийской стороны (ГЭК) письмо-намерение о начале переговорного процесса на выполнение проекта строительства ГТЭС Western Mountain мощностью 600 мвт. Четыре газотурбинные станции должны обеспечивать электроэнергией трансгазопровод Ливия-Италия (West Libya Gas Projekt), строительство которого будут совместно осуществлять ENI (Италия) и НКК (Ливия). По проекту 8 млрд.куб.м. газа ежегодно должны транспортироваться в Италию по подводному газопроводу.

Enelpower участвует также в торгах на строительство ТЭС Gult Steam в г. Сирте. Кроме итальянской компании в торгах принимают участие

компании Alstom (Франция), Siemens (Германия), BHEL (Индия), Ansaldo (Италия). Сроки строительства должны составить 42 месяца. Строительство указанной ТЭС входит в перечень инвестиционных энергетических проектов, реализация которых позволит увеличить генерирующие мощности на 5000 мвт. к 2010г. При этом объем инвестиций должен составить 3,5 млрд.долл.

## МАРОККО

Энергетика. По-прежнему характеризуется двумя ключевыми элементами: крайне высокая степень зависимости от импорта энергоресурсов; низкая степень электрификации сельских районов. Цены на нефтепродукты на внутреннем рынке искусственно поддерживаются государством на стабильном уровне. Начатая в 1996г. программа электрификации сельских районов требует 100 млн.долл. в год. **54% сельских территорий электрифицировано**, а до начала программы этот показатель составлял 17%. Разрабатываются проекты импорта электроэнергии из Испании и Алжира.

## АЭС-2001

До 95% энергоносителей (нефти и каменного Дугля) Королевство Марокко вынуждено закупать за границей, тратя на это большую долю госбюджета. Строительство атомных электростанций рассматривается марокканскими специалистами как один из основных альтернативных способов получения энергии для растущих потребностей экономики страны, а передовые разработки в данной области могут послужить основой для достижения успехов в таких отраслях, как медицина, строительство, геология. В последнее время становится все более актуальным вопрос, имеющий для страны большое политическое значение, об интеграции в марокканскую экономику западно-сахарских провинций. Данная проблема, по мнению марокканских экспертов, не может быть успешно решена без обеспечения населения данного региона питьевой и технической пресной водой за счет строительства ряда опреснительных установок на основе ядерных реакторов.

Национальная ядерная программа Марокко, осуществляемая под контролем МАГАТЭ и направленная на создание атомных электростанций и промышленных ядерных установок, состоит из нескольких этапов, первый из которых включает в себя сооружение Центра ядерных исследований (Centre d'Etudes Nucleaires, CEN) в лесном массиве Маамора, в 22 км. от Рабата.

Впервые о планах строительства Центра ответственности было объявлено в дек. 1973г., когда нефтяной кризис заставил многие страны искать альтернативные пути развития энергетики. Первоначально предполагалось оснастить Центр научно-исследовательским экспериментальным реактором американского производства типа Triga Mark I, мощностью 100 квт. Однако в дальнейшем этот проект был переработан в расчете на поставку научно-исследовательского экспериментального реактора типа Triga Mark II, расчетная мощность которого составит до 2 мвт., с возможностью ее увеличения до 3 мвт.

Данный реактор официально предполагается использовать для следующих целей: производства радиоизотопов, применяемых в медицинских це-

лях, проведения физико-химических исследований в областях геологии, биологии, промышленности, подготовки научных и технических кадров, проведение фундаментальных исследований в области ядерной физики, накопление опыта в сфере защиты природной среды при эксплуатации ядерных объектов, утилизации радиоактивных материалов.

В процессе создания Центра ядерных исследований можно выделить несколько этапов.

Первый этап, 1984-88гг., включал в себя оценку степени заинтересованности Марокко в строительстве собственного ядерного реактора и возможностей страны по финансированию проекта, а также научные исследования и предварительные расчеты, связанные с выбором типа реактора и партнера по его сооружению. Проектирование велось при содействии швейцарского инженерно-консультационного бюро Electrowatt. В эти годы была в основном создана административная структура в области управления ядерными исследованиями.

Второй этап, 1988-90гг. характеризуется проведением ряда переговоров о замене марки реактора с Triga Mark I на Triga Mark II. Новый реактор является более мощным и, по мнению марокканской стороны, более приспособленным к планируемым условиям эксплуатации. Параллельно была осуществлена программа набора и подготовки специальных кадров инженеров и научных работников. В работе Центра принимают участие 200 инженеров, прошедших обучение в Европе и США и 200 чел. технического персонала.

В ходе третьего этапа, 1990-94гг. были окончательно выбраны ряд американских и французских фирм в качестве подрядчиков проводимых работ и получено согласие правительств США и Франции на оказание конкретной технической и финансовой помощи в ходе сооружения Центра. Создание реактора было поручено американской компании General Atomics. Сооружение научных лабораторий, их оснащение и поставка вспомогательного оборудования для реактора должны были осуществить французские фирмы Technicatome и Spi Batignolles. В 1992г. началась поставка вспомогательного оборудования для подготовки строительных работ.

На четвертом этапе, 1995-99гг. был разработан временной график постройки реактора и 21 нояб. 1997г. заключены контракты с подрядчиками. С марокканской стороны документы подписал директор Cnesten Халид Медиури в присутствии министра высшего образования, научных исследований и культуры Идрисса Халиль, с американской — президент компании General Atomics, с французской — главы фирм Technicatome и Spi Batignolles. Этап завершился в фев. 1999г. опубликованием декрета премьер-министра о разрешении строительства Центра ядерных исследований Маамора.

Французские специалисты начали работы на объекте в дек. 1998г., а американские — в июле 1999г.

Контрактная продолжительность строительных и монтажных работ составляет 40 мес. Пуск реактора предполагается осуществить к концу 2002г.- началу 2003г.

Стоимость сооружения реактора первоначально оценивалась в 680 млн. дирхамов (65 млн. долл.). Всю сумму планировалось привлечь в каче-

стве кредитов под гарантии марокканского правительства. Кредиторами выступили правительство Франции (358 млн. франков выделено в янв. 1997г. в ходе визита в Марокко министра внешней торговли Франции), промышленно-финансовая группа Technicatome (Франция), Eximbank (Франция), а также ряд американских банков. Условия предоставления кредитов предусматривают, что возвращаемая Марокко сумма будет на 35-40% превышать сумму полученного кредита. Однако стоимость работ неуклонно меняется по мере их продвижения в сторону увеличения. Так, на оснащение научным оборудованием лабораторий Центра планировалось ассигновать 382 млн. дирхамов. На данные цели уже потрачено 800 млн. дирхамов и закупка оборудования продолжается.

Центр занимает 25 га в лесном массиве Маамора недалеко от н.п. Bled Dandoun, в 22 км. северо-восточнее г. Рабат. В плане Центр представляет собой огороженный прямоугольник, окруженный по периметру 50 м. зоной безопасности.

Территория Центра разделена на три основных зоны: здания научных лабораторий, административные здания, зона будущей застройки. Общая площадь служебных помещений составляет 13675 кв.м.

Основные подразделения Центра занимают отдельные здания, в которых располагаются: собственно реактор, отделение ядерной безопасности, технологический модуль, лабораторный модуль, хранилище ядерных отходов, метеостанция, ремонтные мастерские, электроподстанция, административные здания.

Деятельность сотрудников отделения ядерной безопасности направлена на осуществления мероприятий по защите персонала и окружающей среды от вредного влияния радиоактивных материалов путем организации всестороннего контроля за надлежащим обращением с ними в соответствии с международными и национальными нормами.

Технологический модуль оснащен специальным оборудованием для производства исследований и работ по заказам предприятий из различных отраслей народного хозяйства.

В лабораторном модуле расположены лаборатории: радио- и спектрометрического анализа; исследования промышленного применения ионизирующих излучений в целях неразрушающего контроля. Основные направления деятельности лаборатории: внедрение технологий неразрушающего контроля прочности в строительстве гидротехнических сооружений, крупных промышленных объектов, в промышленности; анализ изотопов химических веществ в целях изучения возможностей их прикладного использования; исследования на радиоактивность природных материалов (фосфатов, продуктов питания); приготвление радиофармакологических препаратов, фундаментальные и прикладные исследования в области молекулярной биологии, физиологии, радиобиологии, радиохимии, иммунологии; документы и базы данных по вопросам ядерных исследований.

Хранилище ядерных отходов предназначено для сбора и хранения отходов, образовавшихся в ходе деятельности предприятий и организаций Марокко, использующих радиоактивные вещества. Хранилище находится в стадии окончания строительства, которое ведет французская фирма Technicatome.

Сроки сдачи Центра в эксплуатацию постоянно переносятся. Первоначально планировалось окончить все строительные и монтажные работы к 1996г. Однако переработки проекта, финансовые затруднения, несовершенство марокканской законодательной базы вынуждали несколько раз отодвигать дату пуска реактора. У руководителей министерства энергетики и Cnesten (основных структур, отвечающих за ход исследований в ядерной области) пока нет уверенности в экономической целесообразности возводимого Центра. Это связано с трудностями, которые переживает марокканская ядерная программа в целом.

*Создание промышленных установок с использованием ядерных реакторов.* Очередным этапом развития ядерной программы Марокко должно было стать сооружение установок по опреснению морской воды с использованием ядерных реакторов китайского производства. Первый подобный объект был намечен к постройке в г.Тан-Тан, на атлантическом побережье страны. Вопрос о его создании находится в стадии обсуждения.

На слушаниях в парламенте, посвященных этому вопросу, министр энергетики и шахт заявил, что у Марокко отсутствуют экономические и технические условия для реализации очередного этапа ядерной программы – строительства установки по опреснению морской воды с использованием ядерного реактора.

Экономические трудности связаны с существенным (практически в три раза) превышением фактических затрат на сооружение ЦЯИ по сравнению с первоначально выделенными на эти цели суммами. Как и при строительстве ЦЯИ, Марокко планирует привлечь необходимые для нового строительства средства в качестве долгосрочных кредитов. Марокканская сторона ставит под сомнение способность и готовность Китая профинансировать такое масштабное строительство на данных условиях.

Технологические трудности связаны с сомнениями марокканских специалистов в области ядерной безопасности в надежности атомного реактора, предлагаемого китайской стороной. В этом с ними солидарны испанские ученые и общеевропейское мнение этой европейской страны, которые настаивают на возведении в Марокко в крайнем случае европейского или американского реактора.

Разрешить все накопившиеся проблемы марокканская сторона намерена с 16 по 18 окт. 2002г. международной конференции в г.Марракеш с участием специалистов из ведущих промышленных стран мира под патронажем МАГАТЭ и Мирового Совета по вопросам водоиспользования. Организаторами конференции выступают Всемирный Совет работников атомной промышленности и Марокканская ассоциация инженеров-ядерщиков. В ходе предстоящей конференции правительство Марокко предполагает ознакомиться с новейшими мировыми достижениями в области опреснения морской воды с использованием ядерной энергии, предлагаемыми проектами технического разрешения этой проблемы, возможной стоимостью работ по сооружению установки, а уже затем определиться по вопросам принципиальной готовности страны к сооружению опреснительной установки, выбора типа ядерного реактора, страны-производителя, основного подрядчика и суб-

подрядчиков будущего строительства объекта. Предпочтение будет отдано стране, которая предложит наименьшую цену, кредит на строительство и представит веские доказательства реальности сооружения объекта в установленные сроки и в пределах выделенных объемов финансирования, а также его экологической безопасности.

20 сент. 2001г. в столице Королевства Марокко г.Рабат состоялась процедура подписания протокола о внесении изменений в договор о сотрудничестве Марокко и США в области ядерных исследований (Вашингтонский договор 30.06.1980г.).

С американской стороны документ подписала посол США в Марокко г-жа Маргарет Титуайлер (Margaret Tutwiler), с марокканской – министр промышленности, торговли, энергетики и шахт господин Мустафа Мансури (Mustapha Mansouri).

Поправки, внесенные в договор, продлевают срок его действия на 20 лет и образуют юридическую базу для завершения работ, производимых компанией General Atomise по строительству и пуску в эксплуатацию в ближайшей годы марокканского научно-исследовательского ядерного реактора в ЦЯИ Маамора, а также для возможного строительства других ядерных объектов.

Решение о продлении договора было принято президентом США Джорджем Бушем-младшим после консультаций с крупными государственными деятелями своей страны и руководителями МАГАТЭ по вопросу о мерах контроля за тем, что получаемые Марокко от США ядерные технологии будут действительно использованы исключительно в мирных целях.

Марокко готово делать шаги навстречу тем странам, которые высказывают желание сотрудничать с королевством в этой области. В частности, по предложению американской стороны в Марокко создан еще один контролирующий орган – Постоянная комиссия по контролю за использованием ядерных материалов под руководством премьер-министра страны. Королевство подчеркивает свое тесное сотрудничество с МАГАТЭ на всех уровнях и регулярно приглашает его специалистов для участия в научных конференциях и совещаниях, привлекает их к мероприятиям по контролю за сооружаемыми объектами. Законодательная база Марокко постепенно приводится в соответствие с принятыми страной международными обязательствами.

Предварительно предлагаемые США условия их участия в создании промышленной атомной установки в Марокко не до конца устраивают марокканских партнеров. Прежде всего, это касается сроков, стоимости проведения работ, жесточайших условий контроля за всей атомной промышленностью Марокко со стороны США в течение всего жизненного цикла установки и твердое желание властей королевства диверсифицировать источники получения ядерных технологий.

*Сооружение атомных электростанций.* Разработка ТЭО строительства первой марокканской атомной электростанции в районе г.Ессауира началась в 1984г. французской фирмой Sofratome, однако многочисленные переносы сроков и изменение технических параметров объектов, сооружаемых в рамках первых двух этапов развития ядерной программы страны, привели к тому, что эта работа до сих пор не завершена. Одним из условий принятия решения о ее строительстве явля-

ется наличие в стране высоковольтной электрической сети, рассчитанной на большую, чем есть сейчас мощность. Марокканская сторона рассматривает различные варианты ее сооружения и подыскивает партнеров для реализации данного проекта. Перспективы же строительства собственно атомной электростанции относятся ближе к 2012г., а возможно и далее.

### АЭС-1999

В 30 странах 430 АЭС производят 17% электричества. Из них 32% приходится на страны ЕС (75% всей европейской электроэнергии обеспечивает французская атомная промышленность). Центры ядерных исследований (ЦЯИ), созданные на базе исследовательских многофункциональных реакторов, работают в 60 странах. На африканском континенте ими располагают: ЮАР — 1, Алжир — 2, Египет — 2, Ливия — 1 и Заир — 1.

Отсутствие в Марокко значительных гидроэнергетических ресурсов, а также запасов углеводородов (кроме сланцев) делает актуальной проблему поиска и использования новых источников энергии. **Королевство импортирует 95% всей своей электроэнергии, в т.ч. и в виде необходимых для ее производства нефтепродуктов и угля.** В этой связи, выбор в пользу развития ядерных источников энергии стал для марокканцев насущным делом. В 1970г. марокканцы присоединились к Договору о нераспространении ядерного оружия. В 1971г. был принят закон о защите от ионизирующих излучений, устанавливающий принципы использования и порядок разрешения на проведение работ с радиоактивными материалами.

В 1977г. на научном факультете Университета в Рабате установлен ускоритель нейтронов мощностью 14 мэв (мегаэлектронвольт). С конца 70гг. за границей закончили обучение сотни выпускников профильных учебных заведений (большая часть во Франции), которые и составили основу научных и рабочих коллективов создаваемых лабораторий, отделов инженерных школ будущего атомного комплекса страны. Наиболее значимыми с точки зрения подготовки научно-технических кадров и организации НИОКР являются Лаборатории ядерной физики университетов им. Семлалия в г.Марракеше (LPTN), им. Дхар Улмехраза в г.Фесе, университетов в Касабланке и Рабате, рабатское отделение ядерной энергетики департамента инженеров-механиков и энергетиков Инженерной школы в г.Мухамедия, отделение энергетических систем Национальной горной школы в г.Рабате.

Начато осуществление национальных программ развития медицины с использованием радиоактивных технологий на базе Национального онкологического института им.Сиди Мохамеда Бен Абделаха (г.Рабат), онкологической клиники «Ануаль» (г.Касабланка), а также медицинских диагностических центров (г.Рабат и г.Касабланка) на основе использования рентгенографии, радиоиммуноанализа и радиотерапии.

Использование радиоактивных датчиков для контроля качества изделий (деревообработка, производство сахара, цемента, бумаги) привело к образованию десятков гос. и частных предприятий, использующих в технологическом процессе неразрушающие методы контроля продукции. Национальная авиакомпания RAM располагает зна-

чительным опытом технической диагностики своего воздушного флота с использованием метода гамма-радиографии.

Агрономические исследования, направленные на улучшение плодородия почвы и использование удобрений, селекционные работы с растениями, семенным фондом и в области животноводства стали приносить практические результаты. Основным местом проведения работ являются Агрономический и ветеринарный институт им. Хасана II и Национальный институт агрономических исследований в Танжере. Последний располагает экспериментальным излучателем для проведения научно-практических работ по консервации продуктов питания методом облучения.

Осуществляется программа проведения радиометрических исследований в области геологии, анализа пластов земли, гидрологических слоев, определения месторождений полезных ископаемых, проводимая под патронажем минэнергетики.

В рамках двустороннего марокканско-китайского сотрудничества изучаются перспективы и ТЭО проектов использования атомных реакторов малой мощности для опреснения морской воды. Для подготовки базовой инфраструктуры и координации Программы ядерной электроэнергетики Марокко в 1986г. был создан Национальный научно-технический центр по ядерной энергии (Cnesten).

С вводом в строй ядерного реактора в Центре ядерных исследований Маамора будет в основном решена задача обеспечения потребителей необходимым количеством изотопов. Намечается также значительно расширить область применения ядерных технологий.

Для решения этой задачи в центре Маамора создается учебная база с привлечением иностранных специалистов, имеющих опыт работы в области ядерных исследований и атомной энергетики. Предусмотрено: участие в подготовке документации на строительство АЭС; проверка качества поставляемого и монтируемого оборудования; полное обеспечение топливно-энергетического цикла на АЭС; базовая подготовка персонала; решение проблемы переработки и захоронения ядерных отходов.

Намечено завершить к 2010г. проект строительства АЭС в провинции Ессауира в 300 км. юго-западнее г.Касабланка. В 1993г. правительственные соглашения были заключены с Францией и США. На их основе установлены тесные контакты между Cnestern и Комиссариатом по атомной энергии (Франция), а также Cnestern и Lawrence Livermore National Laboratory (США).

ЦЯИ Маамора почти готов. Американской фирмой «Дженерал Атомик» поставлен реактор «Трига Марк II» мощностью 2 мвт., включая системы контроля и управления реактором. В сент. 1997г. на 41 сессии МАГАТЭ в Вене представитель Марокко был избран в совет управляющих этой международной организации. Достигнута договоренность о кредитовании проекта строительства Центра американскими (20%) и французскими компаниями (30%). Эксплуатация ЦЯИ Маамора позволит Марокко: присоединиться к международным программам мирного использования атомной энергии; получать более широкую помощь и финансовую поддержку со стороны МАГАТЭ и ЕС; приступить к реализации проекта строительства АЭС.

В Марокко серьезно рассматривается вопрос о возможности использования ядерной энергии при опреснении морской воды в западносахарских территориях. Одним из наиболее заметных результатов официального визита премьер-министра Марокко в КНР, проходившего с 3 по 8 дек. 1998г., стало соглашение о строительстве китайскими специалистами экспериментальной опреснительной станции на базе ядерного реактора NHR-10. Стоимость проекта составит 38 млн.долл. Подготовительные работы должны ориентировочно занять 2 года, само строительство — еще порядка 3 лет. Полигоном для испытаний станет пустынный берег в районе Тан-Тан. При удачном завершении проекта марокканская сторона намерена поставить вопрос о строительстве более мощного реактора (200 мвт.), способного опреснять до 160 тыс.куб.м. морской воды в сутки, что позволило бы снизить себестоимость 1 кубометра опресненной воды до 2 долл. (реактор 10 мвт. способен будет опреснить за сутки 8 тыс.куб.м. морской воды, себестоимость 1 куб.м. составит при этом 2,7 долл., что сопоставимо пока с издержками при использовании для этих целей традиционных видов энергии).

В области нефтепоисковых работ обращает на себя внимание контракт, подписанный в нояб. 1998г. Национальным управлением по нефтедобыче с американской компанией Skidmore-Energy Inc., стоимостью 1 млн.долл. Речь идет о поисковых работах в трех зонах: Talsint в районе Плато, El Boroцj — бассейн Тадлы и протяженный участок шельфовой зоны к северу от Рабата, называемый Loukos Offshore. Данный факт является очередным свидетельством роста интереса нефтяных компаний к проведению изыскательских работ на территории Марокко. С июня 1997г. было заключено уже около десяти подобных контрактов на общую сумму 10 млн.долл.

## НОРВЕГИЯ

**В** Норвегии энергопотребление на душу населения находится на достаточно высоком уровне, который соответствует другим североевропейским странам, имеющим аналогичные климатические условия.

В энергетическом балансе Норвегии, и в этом его особенность, доминирует электроэнергия, практически полностью вырабатываемая на базе богатейших гидроресурсов. В стране действует разветвленная сеть малых гидроэлектростанций, которая создавалась в течение многих десятилетий. Широко используются с учетом рельефа местности каскадные и насосные электростанции.

Энергетическую политику Норвегии определяют: независимость от других стран в получении энергонезависимых и самодостаточность в обеспечении энергией; колоссальные ресурсы как минерального, так и гидроресурсов; производство электроэнергии преимущественно на основе экологически чистых и возобновляемых источников энергии.

В норвежском энергобалансе, и в этом его специфика и коренное отличие от многих стран Европы, отсутствует производство электроэнергии на базе атомных или тепловых электростанций (на угле, мазуте и даже на природном газе).

Валовое потребление электроэнергии, т.е. ее производство плюс нетто-импорт, составили в

2001г. 125,4 твтч. (на 1,2% больше, чем годом раньше). Чистое потребление, понимаемое как валовое потребление минус нетто-потери и потребление электроэнергии насосными станциями, — 115,0 твтч.

Стоимость электроэнергии для бытовых нужд выросла в 2001г. на 24% и составила 0,623 кроны за квтч. Цена на электроэнергию складывается в Норвегии из трех компонентов: собственно стоимости электроэнергии, оплаты аренды энергосетей и сборов. Рост стоимости электроэнергии был вызван повышением цены на собственно электроэнергию (с 0,141 до 0,206 кроны за квтч.) и сборов (с 0,08 до 0,11 кроны за квтч.). С 1.01.2002г. сбор на электроэнергию был решением Стортинга снижен с 0,11 до 0,09 кроны за квтч.

Электроэнергетический баланс Норвегии, в твтч.

	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.
Производство электроэнергии	117	122,4	143	121,8
- импорт	8	6,9	1,5	10,7
- экспорт	4,4	8,8	20,5	7,2
- потр. насосными станциями	0,8	0,9	0,9	0,8
- нетто-потери	9,8	10,1	10,3	9,6
Нетто-потреб. внутри страны	110	110,5	112,8	115
- побочное пр-во электроэн.	5,3	7,0	5,8	5,1
- энергоемкие отрасли	32,1	31,1	33,1	32,7
- бытовое энергоснабжение	72,6	72,4	73,8	77,2

Источник: Okonomiske analyser, 1/2001

Структура конечного потребления электроэнергии: 38% приходится на промышленность и горнодобычу, 24% на транспорт, 4% на другие отрасли хозяйства (рыбное и сельское хозяйство), 23% на бытовые хозяйства, 11% на другие группы потребителей.

В Норвегии созданы все предпосылки для реализации одной из приоритетных задач правительства: добиться наиболее экологически чистого в мире энергообеспечения страны. Власти рассматривают вопросы будущего энергоснабжения страны через призму сохранения существующей структуры производства энергии, т.е. с минимальным использованием для этих целей минерального сырья.

Наращивание объемов производства энергии будет в соответствии с Долгосрочной программой социально-экономического развития обеспечиваться в перспективе ростом использования новых возобновляемых источников энергии и новых технологий в области производства электроэнергии.

Наилучшими с точки зрения экологии альтернативами гидроресурсам являются такие источники как энергия солнца, ветра, приливов, биоэнергия, а также энергия отходящего тепла.

Правительство планирует:

— построить электростанцию на природном газе, мощностью 6 твтч. к 2010г. (чтобы гарантировать себя от недостатка энергии в засушливые годы и снизить степень своей зависимости от гидроресурсов). Стратегия правительства в области энергоснабжения предполагает некоторое изменение энергобаланса страны в пользу природного газа. При этом оно исходит из того, что он имеет разнообразные сферы и возможности применения, в т.ч., например, в автотранспорте, в промышленном производстве;

— ограничить освоение гидроресурсов; построить к 2010г. ветровые электростанции общей мощностью 3 твтч.; увеличить к 2010г. получение электроэнергии на базе использования отходящего



тепла на 4 твтч.; осуществить крупномасштабные мероприятия в области энергосбережения.

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%.

Появились сообщения о возможном использовании в будущем для выработки электричества энергии приливов. Норвегия обладает колоссальной по протяженности береговой линией и многочисленными фьордами, позволяющими эффективно реализовать эти проекты.

В Норвегии исходят из того, что потребление энергии в перспективе не уменьшится. При этом делается упор на то, что либерализация энергетического рынка Европы приведет к тому, что цены на электроэнергию будут во все возрастающей степени зависеть от ситуации на европейском рынке.

Предполагается, что в 2005-10гг. в Норвегии уменьшится относительный импорт электроэнергии: будут осуществляться эффективные меры для уменьшения выбросов в атмосферу, что приведет к серьезным изменениям в структуре норвежского хозяйства. Крупнейшими компаниями, работающими в этом секторе являются Statkraft, Statnett.

### ПЕРУ

Согласно данным министерства энергетики и горнодобывающей промышленности в 2001г. было произведено 20736 млрд.квтч. электроэнергии. На ГЭС было выработано 17596 млрд.квтч., а на тепловых станциях – 3140 млрд.квтч.

Производство электроэнергии, в млрд.квтч.

Вид производства	2000 г.	%	2001 г.	%	% 2001/2000
ГЭС.....	16172.....	81,2.....	17596.....	85.....	8,8
ТЭС.....	3749,9.....	18,8.....	3140.....	15.....	-16,3
Всего.....	19921,9.....	100.....	20736.....	100.....	4,1

Источник: министерство энергетики и горнодобывающей промышленности, март 2002 г.

Установленные мощности составляли 6062 мвт. Компании объединенной национальной системы выработали 18765 млрд. квтч. электроэнергии, а мелкие индивидуальные производители – 1971 млрд. квтч.

Наиболее крупными производителями электроэнергии являлись компании: Electropetu – 6926,3 (68,68,3 в 2000г.) млрд.квтч., Edegel – 4355,1 (3740,8) млрд.квтч., Egenop – 1706,9 (1591,6) квтч., Egasa – 1108,7 (1041,5) млрд.квтч., Enesur – 765,4 (1259,1) млрд.квтч., Electroandes – 1180,5 (1153,4) млрд.квтч.

В 2001г. в госсекторе продолжалось строительство ГЭС Yuncan, мощностью 130 мвт., пуск в эксплуатацию намечен на июль 2004г., восстановление ГЭС Machu Picchu.

В частном секторе продолжалось сооружение второй очереди тепловой станции в Ило, мощностью 135 мвт., пуск в эксплуатацию намечен на дек. 2006г. (первая очередь (125 мвт.) эксплуатируется с окт. 2000г.).

Продолжалось строительство ГЭС Huanchor, мощностью 16 мвт., пуск которой намечен на июль 2002г.

В 2001г. министерство энергетики и горнодобывающей промышленности передало в постоянную концессию частным компаниям 15 объектов в

области энергетики, среди которых 5 ГЭС общей мощностью 1077 мвт. (Cheves, Platanal, Tarucani, Magacon, Huanza), 9 линий электропередач общей протяженностью 281 км. и одна распределительная подстанция. Во временную концессию были переданы энергетические мощности в объеме 27,62 мвт.

В 2002г. в постоянную концессию частным компаниям будут переданы госкомпаниями: Egasa, Egesur, вырабатывающие электроэнергию, линии электропередач: Etesen и Etesur, 4 компании, распределяющие электроэнергию, а также гидроэнергетический проект Olmos.

Решением правительства 50% получаемых средств будут оставаться в местных бюджетах, начиная с 2002г. В 2002г. предполагается получить от передачи в концессию предприятий отрасли 700 млн.долл.

Российские организации от участия в торгах отказались.

### ПОЛЬША

Доля угля в мировом объеме производства энергии составляет 37%. Однако по разным странам этот показатель сильно различается: в Японии – 15%, в США – 56%, в Китае, Индии и ЮАР – более 75%, а в Польше (суммарно объемы каменного и бурого угля) – 97%.

Важным преимуществом угля среди энергоносителей является низкая себестоимость производимой энергии, в 2-3 раза меньшая по сравнению с нефтью и газом. Рост потребления энергии создает предпосылки для более активного использования наиболее дешевого вида топлива. Однако в этом заключены опасности для окружающей среды и в конечном итоге для здоровья человека. Сжигание угля, как наиболее распространенный способ его использования в энергетике, приводит к выбросам в атмосферу большого количества токсичных газов: двуокиси серы, окиси азота, органических соединений, а также пылеобразных веществ с большим содержанием тяжелых металлов.

Особенно остро проблема угрозы окружающей среде в результате сжигания угля встала в США в период бурного развития промышленности и роста потребления энергии. Большая часть (62%) американского угля, добываемого в центральной и восточной частях страны, содержит 2% серы. Использование этого типа угля приводит к эмиссии серных окисей, которые инициируют появление т.н. кислотных дождей.

В 80гг. XX в. в США в кооперации с Канадой была разработана первая комплексная программа противодействия негативным последствиям, возникающим в результате добычи и использования в энергетике угля, которая получила название «Технологии чистого угля» (clean coal technology – CCT).

Первый этап программы был реализован в 1987-92гг., его стоимость составила 5 млрд.долл. В ходе этого этапа разработаны новые технологии использования угля в энергетике с учетом требований по эмиссии, которые можно поделить на 4 группы: обогащение угля перед сжиганием (pre-combustion); отделение вредных примесей в процессе сжигания угля (combustion); очистка продуктов сгорания (post combustion); методы конверсии угля (conversion).

В рамках первой группы велись работы по совершенствованию классических методов, созданию новых технологий обогащения угля (advanced physical cleaning), а также технологий очистки угля биологическими и химическими методами.

Проекты очищения угля в процессе сжигания предусматривали: добавление дополнительных веществ, которые бы нейтрализовывали вредные выделения, создание специальной среды для процесса сжигания, вторичное сжигание образующихся газов.

Третья группа предусматривала технологии эффективной очистки образующихся отходов: жидкостные фильтры для отделения серы.

Конверсионные методы касались технологий газирования и пиролиза угля, а также неконвенциональных способов преобразования химической энергии угля в электричество. Предусматривалось, что в 1995-2005гг. начнется процесс промышленного внедрения лучших разработок.

Работы над «технологиями чистого угля» выявили ряд новых экологических угроз, связанных с использованием угля. Они связаны с утилизацией отходов, образуемых в результате угледобычи, а также шахтных вод, зачастую высокоминерализованных, и технических стоков. Одновременно было выделено еще одно направление исследовательских работ, направленное на повышение энергетической эффективности сжигания угля.

Промышленный процесс получения энергии из угля составляет лишь часть проблемы, другую часть формирует т.н. низкая эмиссия, образуемая в результате бытового использования угля в качестве топлива. С экономической точки зрения этот сектор в принципе не способен на высокотехнологические инновации и модернизацию.

Исследования, начатые в США, получили развитие в других странах, в т.ч. и тех, которые не являются производителями угля.

Программа ССТ была в результате принята во Франции, Финляндии, Дании, Италии, Германии, Великобритании, Японии, Китае и Индии. В странах ЕС реализованы программы Thermie, Joule, Impracst, Inco sornenicus, в Японии – программа концерна Nedo.

Среди предложенных решений можно выделить 2 группы: технологии модернизирующие и технологии, рассчитанные на будущее внедрение. Методы по очистке угля от серы, а также по сокращению эмиссии окиси азота, в результате оказались малоэффективными и нерентабельными.

Примером новых решений по обогащению угля могут быть технология Larcodems, предусматривающая грануляцию угля до 100 мм. в циклонных сепараторах с тяжелой водой, а также технология обогащения мелких зерен в флотационных колоннах. В обоих вариантах добивается улучшение качества угольного концентрата, а также повышение энергетической эффективности.

Другим методом является технологии Otiska-t и Asti/ct, в которых после первоначальной очистки уголь раздробляется на малые зерна (до 0,06мм.), а затем происходит его обогащение методами флотации, агломерации или в жидкой двуокиси угля. Эти методы позволяют получать угольный топливный концентрат с содержанием золы 3% и сокращения на 77-93% пиритовой серы. Методы агломерации уже нашли промышленное применение.

Выбросы окиси азота сокращаются в процессе сжигания угля в результате создания в камере сжигания особой среды путем добавления аммиака или природного газа. Аналогичным способом в результате добавления в камеру сжигания извести или доломита происходит сокращение окиси серы. Еще одним методом является повышение давления в камере флюидной серы.

Технологии очистки выбросов от серы известны достаточно давно. В процессе создания ССТ эти технологии были усовершенствованы. Созданы новые абсорбирующие препараты, для мокрой очистки используются вместо воды специальные сорбенты, повышающие эффективность этого метода.

Разработана технология комплексного безотходного использования угля, включающая в себя производство электроэнергии, теплоэнергии, стройматериалов и химикатов. Интегрированный цикл сжигания угля, в котором образующиеся и очищенные газы подвергаются сжиганию в специальных турбинах, получаемый пар используется в работе конвенциональных паровых турбин. Образующиеся отходы используются для производства цемента.

Среди неконвенциональных методов преобразования угля в энергию можно выделить технологию МНД (магнитно-гидродинамическая) получения электроэнергии. Уголь сжигается при температуре 5000°С. протекающие с большой скоростью газы индуцируют электричество. КПД этой технологии составляет 60%. К неконвенциональным методам относится также технология химического преобразования энергии, получаемой путем соединения водорода, образуемого в процессе газирования угля, с кислородом в электроэнергию. КПД этого метода составляет 50%.

В Польше не существует единого комплексного плана реализации программы ССТ. Угледобывающая промышленность, энергетика, а также экологические организации реализуют собственные планы исследований в этой области. Техничко-экономические характеристики польского энергетического сектора таковы, что практического интереса к наукоемким и соответственно более дорогим технологиям производства энергии на практике не существует. Все мероприятия по совершенствованию используемых технологий связаны с экологическими обязательствами страны.

В электроэнергетике реализуется программа по очистке выбросов от серы и сокращению эмиссии окиси азота. Большие электростанции в г.Ополе, Явожно III, Скавина внедрили технологии мокрой очистки. В г.г.Явожно и Лагиша проведена модернизация камер сжигания для сокращения объемов выбросов окиси азота, а также угольной пыли. На станциях в г.г.Жерань, Турув, Щецин, Вроцлав, Бенджин инсталлированы флюидальные котлы.

В Польше ежегодно образуется до 80 млн.т. отходов в результате использования угля. Часть из них, благодаря технологиям Haldex и Polho, подвергается вторичной переработке и используются при производстве строительных материалов. Большинство складывается на специальных полигонах.

В Польше ведутся исследовательские работы по утилизации технической воды, образующейся в результате добычи угля. Основными направлениями этих исследований являются гидротехнические

методы ограничения попадания вод в реки, консервация высокоминерализованной воды в глубоких шахтах, термическая очистка вод.

В целом следует отметить позитивное направление предпринимаемых действий по внедрению последних научно-технических достижений в области ССТ в Польше. Основные трудности сосредоточены в финансово-экономической части функционирования этой отрасли, соответственно темпы реализации программы определяются финансовыми возможностями предприятий и организаций.

## Биотопливо

Среди потенциальных видов биотоплива наиболее простым в польских условиях является производство из рапса биодизтоплива и биоэтанола.

Рапсовое масло перерабатывается на метиловый рапсовый эфир, который в чистом виде может использоваться в специально приспособленных автомобилях, либо в смешанном с конвенциональным топливом виде в концентрации 30% для отдельных видов автомобилей или 5% для всех типов высокооборотистых двигателей. Рапсовый эфир может использоваться вместо горючего масла или в смешанном виде для обогрева помещений.

Растительный этиловый спирт может использоваться как компонент бензина, либо в чистом виде (биоэтанол). Большинство автомобильных двигателей без всяких модификаций могут работать на топливе с 15% добавлением биоэтанола.

Ресурс производства рапса в Польше базируется на засеваемых ежегодно под эту культуру 400-500 тыс.га (3% всех посевных земель в стране). При его выращивании доминирует озимая форма. Традиционно рапс высевается на западе страны, а также в Варминьско-Мазурском воеводстве. Объемы засеваемых площадей зависят от потребностей предприятий по производству растительных жиров, которые ежегодно покупают 800-850 тыс.т. рапса. Излишки экспортируются.

В странах ЕС объемы засеваемых под рапс площадей выросли в 3 раза по сравнению с 80гг., во Франции, Германии и Великобритании, где рапс занимает от 7 до 10% посевных земель. В этих странах для выращивания рапса, предназначенного для производства биодизтоплива, используются выведенные из сельскохозяйственного оборота земли. Производитель получает дополнительные госдотации за использование непроизводственных земель.

В Польше для производства рапса пригодны 7 млн.га высококачественных земель. Для выращивания этой культуры могут использоваться еще 2,2 млн.га среднекачественных земель. В польских условиях полностью используется использование залежных земель по причине их низкого качества для выращивания этой культуры. С учетом особенностей организации труда в АПК доля рапса в растениеводстве не может превосходить 20%. В Польше при производстве рапса применение современных технологий и оборудования окупается при обработке возделываемых земель площадью не менее 2 га. По этой причине хозяйства, имеющие до 10 га земли, исключены из производства рапса.

С учетом угрозы заморозков для производства рапса не пригодны посевные земли в подласском,

мазовецком, а также северной части любельского воеводств. Потенциально под рапс в Польше пригодны 1,05 млн.га, что составляет 7% всех посевных земель в стране. Это позволило бы увеличить производство рапса в Польше в 2 раза.

В соответствии с расчетами, проведенными в ЕС, при цене на нефть в пределах 30 долл. за бар., дополнительные затраты на производство биодизтоплива составят 250-300 евро/1000л. Лишь при цене нефти 70 долл. за бар. биодизтопливо станет конкурентоспособным. Применительно для Польши цена производства 1 л. биодизтоплива из рапса при налогообложении по ставкам для сельхозпроизводителей составит 0,5-0,53 долл., при налогообложении, применяемом для энергоресурсов, — 0,9 долл.

При расчетах себестоимости производства рапса следует учитывать возможные доходы от использования вторичных продуктов. Из 1 т. переработанных семян рапса получается 650 кг. жмыха (при холодном давлении масла) или 600 кг. (при давлении и экстрагировании масла). При возделывании улучшенных сортов рапса, содержащих глюкозу, рапсовая дерть соответствует белковым кормам. 1 кг. дерти содержит 300г. легкоперевариваемого белка, что на 20% меньше, чем соевая дерть, а ее цена в 2 раза ниже и составляет 100-115 долл./т. До сих пор рапсовая дерть не использовалась, часть ее экспортировалась в страны ЕС (в 1999г. — 25 тыс.т., в 2000г. — 160 тыс.т.). С другой стороны Польша импортирует соевую дерть (в 1999г. — 8555 тыс.т., в 2000г. — 935 тыс.т.). Потребность животноводства на растительные белковые корма после запрета мясо-костной муки в конце 2000г. увеличивается.

Переработка глицериновой фазы в специальных установках позволяет получить из 1 т. рапса 30-40 кг. глицерина, цена которого также может повлиять на конечную себестоимость биотоплива.

Урожай соломы при комбайновом сборе рапса приблизительно такой же, что и урожай семян. Рапсовая солома, как и зерновая, пригодна для использования в биоэнергетике. Уровень применения биоудобрений в польском сельском хозяйстве довольно низкий и не покрывает естественный гумус, поэтому используется технология перепашивания. Солома рапса более пригодна для этих целей, чем солома зерновых, поскольку в 2-3 раза больше содержит серы и азота, быстрее перегнивает, не является переносчиком грибковых заболеваний растений.

Экологический эффект при детальном рассмотрении технологии производства рапса и топлива из него оказывается не столь очевидным, поскольку включает в себя последствия производства химических удобрений, использования транспорта. Производство рапса требует относительно высоких энергетических затрат, что связано с необходимостью добавления азотных удобрений (180-200 кг/га). Энергетический эквивалент самих удобрений составляет 40% всех энергетических расходов на производство рапса. Переработка рапса требует 4300 МДж на т. рапса. В итоге энергетическая ценность рапсового масла в 2 раза больше энергетических затрат на его производство. Западные технологии позволяют довести этот показатель до уровня 3 раз.

В этой связи основные позитивные эффекты связываются с социально-экономическими факто-

рам. Речь идет о создании новых рабочих мест в сельских регионах. По оценкам экспертов ЕС, продукция каждых 1000 т. биотоплива требует дополнительных 12-16 работников, из них 30% непосредственно в сельском хозяйстве. Расширение номенклатуры с/х производства повысит доходы и стабильность АПК. Технология выращивания рапса отвечает требованиям ЕС и может получить его соответствующую инвестиционную поддержку.

1 этап, 2-3 г. 2 этап, до 10 л. 3 этап, >15 л.

Посевные площади под рапс, тыс. га.....	550.....	750.....	1000
Урожайность рапса, т./га.....	2,2.....	2,5.....	3,0
Производство рапса, тыс. т.....	1100.....	1875.....	3000
Рапс, для произв. раст. масла, тыс. т.....	850.....	850.....	850
Рапс для произв. биодизеля, тыс. т.....	250.....	1025.....	2150
Производство биодизтоплива, тыс. т.....	83.....	342.....	750
Доля биодизт. в топл. ресурсах, %.....	1,37.....	5,62.....	12,36
Другие продукты: глицерин, тыс. т.....	13.....	51.....	105
рапсовая дерть, тыс. т.....	150.....	630.....	1295

### САУДОВСКАЯ АРАВИЯ

В Эр-Рияде 7 апр. 2002 г. состоялось заседание рабочей группы экспертов стран-участниц Международного Энергетического форума (МЭФ), в котором принимало участие 37 представителей различных государств.

Были рассмотрены вопросы учреждения постоянного секретариата МЭФ в саудовской столице. Инициатива была выдвинута наследным принцем КСА Абдаллой в ходе 7 встречи министров энергетики стран-участниц МЭФ (Эр-Рияде, нояб. 2000 г.). В ходе заседания с участием к участникам выступил министр нефти и минеральных ресурсов КСА А. Ан-Нуэйми, который высоко оценил дух сотрудничества между участвующими в форуме потребителями и экспортерами углеводородных ресурсов. Саудовский министр акцентировал внимание на необходимости придания с помощью учреждения в Эр-Рияде Секретариата МЭФ более стабильного статуса неформальному диалогу между экспортерами и потребителями нефти.

Основными функциями Секретариата МЭФ станет организация на регулярной основе консультаций по энергетической проблематике, а также разработка и согласование мер по стабилизации мировых рынков энергоресурсов.

Со временем Секретариат МЭФ может превратиться в международную некоммерческую структуру, деятельность которой сосредоточится на проведении форумов МЭФ один раз в два года. Секретариат будет способствовать информационному обмену между странами, являющимися производителями и потребителями энергоресурсов, проведению совместной исследовательской работы с соответствующими организациями и представителями академических кругов на региональном и международном уровне. Внимание в данном контексте придается организации тематических семинаров, круглых столов и выставок по региональной и международной энергетической проблематике.

Бюджет генсекретариата МЭФ будет финансироваться за счет ежегодных добровольных поступлений от представителей мировой энергоиндустрии, транснациональных корпораций, коммерческих и некоммерческих организаций, взносов (добровольных) правительств стран-участниц.

Статус Секретариата МЭФ со штаб-квартирой в Эр-Рияде будет определяться соответствующим протоколом, который будет подписан с правительством КСА. Секретариат и его сотрудники будут обладать всеми дипломатическими привилегиями и иммунитетом. Структурно Секретариат будет делиться на Исполнительный комитет, Консультативный комитет, подразделения по техническим, административно-финансовым вопросам, по связям с общественностью и СМИ.

Исполком Секретариата МЭФ будет включать в себя представителей 15 государств, в т.ч. последней и следующей принимающей стороны.

Проблематика создания Секретариата МЭФ будет обсуждаться осенью 2002 г. в Осаке (Япония) в ходе встречи МЭФ на министерском уровне.

### США

**Ядерные отходы.** Палата представителей США 8 мая 2002 г. большинством голосов (306 – «за», 117 – «против») высказалась в поддержку февральского решения президента США Дж. Буша о складировании 77 тыс. т. отходов, образовавшихся в результате функционирования американских АЭС, в подземном хранилище в р-не горы Юкка, шт. Невада (в 150 км. к северо-западу от Лас-Вегаса). Вопрос о целесообразности концентрации ядерных отходов в одном месте, где будет полностью гарантирована безопасность, с давних пор является предметом дебатов в Соединенных Штатах. После терактов 11 сент. в Нью-Йорке и Вашингтоне администрация решила реализовать данную идею на практике, поддержав предложение «главного лоббиста» проекта – министра энергетики С. Абрахама.

В качестве противников проекта выступили представители игорного бизнеса Лас-Вегаса, ведущие экологические НПО, а также сенатор-демократ от шт. Невада Г. Рид, занимающий второй по значимости пост в иерархии сената – заместителя лидера сенатского большинства. Категорически против высказался и невадский губернатор-республиканец К. Гуинн. Он воспользовался лазейкой в законодательстве, позволяющей приостановить реализацию проекта складирования ядерных отходов в случае несогласия местных властей, и для преодоления его возражений Белый дом был вынужден обратиться за санкцией конгресса.

На членов палаты представителей не произвели должного впечатления аргументы ученых и экспертов, утверждающих, что безопасность проекта сомнительна ввиду существования возможности утечки радиации через пористую структуру скальных пород, а также отсутствия гарантий надежности контейнеров. Не взволновало их и то, что перевозка отработанного ядерного топлива через всю страну займет немало времени и может подвергнуть опасности миллионы американцев. За решение президента голосовали представители обеих партий: на выбор законодателей повлияли как нажим представителей бизнеса и ядерной энергетики, так и перспектива очистить от отходов их «родные» штаты. Решающее слово теперь должен сказать сенат, где у администрации меньше шансов на успех – лидер сенатского большинства Т. Дэшл намерен добиваться приостановления реализации проекта, чтобы исследовать возможные последствия его претворения в жизнь. Го-

лосование по данному вопросу состоится в конце июня-начале июля 2002г.

Национальные могильники ядерных отходов в США не справляются с отработанным ядерным топливом, поступающим с АЭС. Американские власти прорабатывают ряд проектов, предназначенных для его временного складирования. Один из таких проектов планируется создать в шт.Юта. Для его реализации была выбрана территория резервации местных индейцев в р-не Скалл Вэллей, в 50 милях на юго-запад от г.Солт-Лейк-Сити. Здесь на временное хранение сроком до 40 лет предполагается разместить 40 тыс.т. радиоактивных отходов, которые будут храниться до тех пор пока не будет построено новое постоянно действующее хранилище в Неваде в горах Юкка.

Данный проект должен принести местному племени индейцев прибыль в 48 млн.долл. в течение 40 лет. Старейшины этого племени вынуждены соглашаться на его реализацию ввиду тяжелого финансового положения, острой нехватки средств на медобслуживание, продукты питания. Район Скалл Вэллей не пригоден для ведения сельского хозяйства, расположен в гористой местности.

Власти графства Туэле, на территории которого находится резервация, проявляют заинтересованность в этом проекте, т.к. его реализация позволит пополнить местный бюджет 400 млн.долл. Они исходят из того, что в близлежащей местности подразделения американской армии проводят учения по борьбе с возможным использованием противником химического и биологического оружия; в 20 милях от этого места хранится более половины всего национального запаса компонентов химоружия. Здесь же находится могильник низко-содержащих ядерных отходов. Реализация проекта, по мнению местной администрации, не столько отразится на загрязнении окружающей среды, сколько принесет дополнительную материальную выгоду графству.

По существующему в США законодательству коренные жители резервации обладают правом распоряжаться вверенной им землей по своему усмотрению. Именно подобного рода анклав стали в последнее время предметом особого интереса ряда компаний, занимающихся утилизацией национальных ядерных отходов. Любые проекты по захоронению отработанного ядерного топлива должны получить официальное одобрение федеральных властей. Министерство энергетики, как головное ведомство, одобряет действия этих компаний, связанные с заключением договоров по складированию ядерных отходов с лидерами индейских племен. В данном случае для заключения запланированной сделки необходимо согласие «Ядерной комиссии по урегулированию», которая, как правило, выступает на стороне министерства энергетики и компаний, занимающихся утилизацией ядерных отходов.

Такое положение дел вызывает отрицательное отношение властей шт.Юта, которые не хотят, чтобы из-за интересов горстки коренных жителей, извлекающих для себя пользу, страдало все население штата в связи с опасностью загрязнения окружающей среды и возможными непредвиденными аварийными ситуациями на практически не охраняемом временном хранилище ядерных отходов. Использование компаниями подобного рода резерваций в данных целях может привести к за-

грязнению окружающей среды и к затягиванию процесса складирования ядерных отходов в специально созданных могильниках в соответствии с установленными нормами. Перед американскими властями встает вопрос о выделении дополнительных средств для быстрого строительства стационарных хранилищ в целях надежного хранения ядерных отходов.

*Энергетическая безопасность.* По мнению экспертов, ориентация на традиционные источники энергии не сможет обеспечить США ожидаемый уровень энергетической безопасности. Доля США в мировых разведанных запасах нефти не превышает 2%, в то время как доля Саудовской Аравии составляет 25%, Ирака и Кувейта – 21%, других стран Ближнего Востока – 20%. Даже при увеличении добычи собственной нефти и разработке новых месторождений собственные запасы США быстро истощатся и в самой ближней перспективе стране опять придется вернуться к импорту нефти, преимущественно из ближневосточного региона.

Другой стороной проблемы обеспечения энергетической безопасности страны является конечная цена, которую США платят за импортную, в частности, ближневосточную нефть. По подсчетам контрольно-финансового управления США, принимая во внимание расходы страны на программы помощи и военные операции по поддержанию стабильности в регионе для обеспечения бесперебойных поставок, реальная цена, которую Америка платит за ближневосточную нефть, составляет 100 долл. за бар. Собственно стоимость нефти в ее цене составляет порядка 25%, что признается экономически нецелесообразным и подталкивает США к поиску новых источников получения дешевых и надежных энергоресурсов.

Следующей проблемой для энергетической безопасности США может стать растущее потребление энергии крепнущими экономиками Китая и Индии. При сохранении современных темпов роста ВВП этих стран через 20 лет ожидается, что мировое потребление энергоресурсов увеличится в 2 раза, а это неминуемо приведет к пропорциональному росту цены на энергоносители. Исходя из невозможности обеспечить энергетическую безопасность страны только за счет увеличения добычи собственной нефти, а также в целях уменьшения зависимости США от поставок энергоресурсов из политически нестабильных регионов, американские эксперты предлагают диверсифицировать источники получения иностранных энергоресурсов и увеличить получение энергии от альтернативных источников.

По данным минэнергетики США, основным регионом получения импортной нефти является политически нестабильный Ближний Восток. В целях снижения влияния этого фактора на цену и устойчивость поставок энергоресурсов руководство США, помимо поддержания своего военного присутствия в проблемных регионах, нацелено на разработку новых месторождений, в частности, на Каспии, в России, Северной Африке и Индонезии. При этом определяющим фактором для запуска того или иного проекта является расчетная стоимость добываемой нефти. Цена нефти из месторождений в Северной Африке и условия ее добычи являются более предпочтительными по сравнению с Каспийским регионом.

В целях увеличения объема энергии от альтернативных источников, а также стимулирования разработки соответствующих технологий предлагается: разработать механизм частичного освобождения от налогов производителей и покупателей альтернативной энергии; ослабить законодательное регулирование, регламентирующее доступ производителей альтернативной энергии на рынок и подключение к сетям общего пользования; увеличить госфинансирование НИОКР в этой области; стимулировать выработку альтернативной энергии и развитие технологий путем госзакупок.

В развитие национальной энергетической стратегии, принятой администрацией в мае 2001г., конгрессом США подготовлен законопроект, направленный на обеспечение энергетической безопасности страны на ближайшие десятилетия (Securing America's Future Energy Act of 2001 (H.R.4)). Основной целью законопроекта является уменьшение зависимости США от иностранных источников энергии с 56% до 45% к 1 янв. 2012г., в частности, сокращение закупок иракской нефти с 700 тыс.бар. в день до 250 тыс. В этих целях в законопроекте предлагается сосредоточить усилия на экономии энергии, повышении эффективности ее использования, разработке альтернативных источников и технологий, освоении национальных месторождений с использованием ресурсосберегающих технологий.

*Альтернативные и энергосберегающие технологии.* Доля энергии из альтернативных источников составляет 2%, из которых треть приходится на долю ветровой энергетики, 20% — на энергию от геотермальных источников, 20% — на энергию от биомассы, а остальные 30% распределяются между генераторами солнечной энергии, топливными батареями и гидроустановками. Ожидается, что доля альтернативной энергетики к 2012г. возрастет до 3%.

По оценкам компании «Ройял Датч Шелл», к 2060г. 40% всей вырабатываемой энергии в мире будет производиться от альтернативных источников, 20% — от энергосберегающих технологий и 40% — от традиционных источников. Белый дом уделяет достаточное внимание поддержанию научных исследований в области альтернативной энергии, что находит отражение в ежегодных ведомственных бюджетах. Основное финансирование указанных НИОКР проходит через министерство энергетики США, которое проводит следующие программы.

**Солнечная энергетика.** В 2000-01гг. инвестиции частного сектора в НИОКР в данной области составили 90 млн.долл. Потенциальные генерирующие мощности, в основном расположенные в юго-западной части США, достигнут 200 мвт. в ближайшие 2-3г.

Здания, функционирующие от солнечной энергии. Требуемый уровень финансирования данных НИОКР оценивается в 10 млн.долл. в год. Современные технологии установки на крышах жилых домов многослойных гибких светогальванических панелей позволяют решить проблему энергоавтономности таких зданий. Производством подобных систем в США занимаются фирмы United Solar Systems, Astro Power и Powerlight Corporation. Так, светогальваническая панель фирмы «Юнайтед Солар Системе» при площади 1,104 кв.м. генерирует мощность до 64 вт., а общая мощ-

ность типовой системы, собранной на крыше здания, варьируется от 2 до 30 квт. Использование таких систем в США облегчается и тем фактом, что, по законодательству многих штатов, владельцам генераторов, работающих от солнечной энергии, разрешено направлять излишки электроэнергии в общую сеть. При этом расчет за поставленную энергию производится по тем же тарифам, по которым владельцы таких установок приобретают стационарную электроэнергию.

Универсальные генераторы энергии и совместное производство электро- и теплоэнергии. Необходимый уровень финансирования данных программ должен составлять не менее 12 млн.долл. в год. Среди коммерческих предложений можно выделить универсальные генераторы «Стирлинг Текнолоджис» (Stirling Technology), использующие в качестве топлива любые источники энергии: пропан, спирт, бензин, солярку, уголь, солнечную энергию, биомассу, отходы сельского хозяйства и пиломатериалы. Продукцию данной фирмы использует НАСА для генерации электроэнергии на своих космических летательных аппаратах. Современные модификации таких генераторов развивают мощность до 3 квт. и имеют срок службы до 50 тыс.час.

Развитие также получили генераторы электроэнергии, работающие на тепле от промпредприятия. В них применяется специальная органическая жидкость, обладающая большей эффективностью, по сравнению с паром, при работе с низко- и средне-температурными источниками тепла. Компания «Ормат» (Ormat) производит такие установки для работы на тепле цементного завода. Установки подобного типа могут генерировать мощность до 1,5мвт.

Топливные батареи. Необходимый уровень финансирования данных исследований оценивается в 50 млн.долл. в год. Одной из основных задач для успешной коммерциализации данной технологии является разработка совместимости топливных батарей с генераторами на солнечных батареях, тепловыми турбинами и контрольной аппаратурой.

Коммерческое использование получили технологии топливных батарей, использующих мембрану протонного обмена (Proton Exchange Membrane). Топливные батареи в США производят фирмы: «Юнайтед Текнолоджис» (United Technologies), «Баллард Пауэр» (Ballard Power), «Плаг Пауэр» (Plug Power), «Импко Текнолоджис» (Impko Technologies), «Конвершен Девайсес» (Conversion Devices), «Эйч Пауэр» (H Power), «Ависта Лэбс» (Avista Labs). Генерирующая установка фирмы «Ависта Лэбс» развивает мощность 3 квт. Указанные компании ожидают получить первые прибыли от продажи своей продукции к 2003г. Топливные батареи к 2010г. могут стать основным источником электроэнергии в стране.

Большой интерес к использованию топливных батарей проявляет автопром. «Дженерал Моторс», «Форд», «Даймлер-Крайслер» — осуществляют НИОКР по использованию таких батарей в качестве автомобильного двигателя. Концепт-кар «Пресепт» (Prescept), разработанный «Дженерал Моторс», имеет дальность поездки на одной заправке до 800 км. и развивает скорость до 200 км/ч. Основными проблемами на пути производства таких автомобилей является стоимость топливной батареи, которая не должна превышать 3,5

тыс.долл. для успешной конкуренции с двигателям внутреннего сгорания. Существуют сложности, связанные с организацией массового производства таких автомобилей и подготовкой необходимой инфраструктуры для их обслуживания. При нынешних темпах развития технологий автомобильных топливных батарей к 2050г. такие установки могут полностью заменить двигатели внутреннего сгорания.

Светогальванические элементы. Благодаря разделению финансовых затрат между частным сектором и государством за прошедшие 5 лет удалось преодолеть технологические трудности по автоматизированному производству таких элементов. В США насчитывается 20 предприятий, специализирующихся на производстве светогальванических элементов. Благодаря программам НИОКР, финансируемым минэнерго за последнее десятилетие удалось снизить стоимость светогальванических элементов на порядок, а стоимость генераторов — на 50%. Необходимый уровень госзатрат на проведение дальнейших НИОКР в этой области оценивается в 100 млн.долл. в год.

Генерация электроэнергии от биомассы. Акцент НИОКР, финансируемых минэнерго, смещается от стационарных электростанций, потребляющих больше количества биомассы, к небольшим мобильным генераторам, которые могут быть доставлены к местам скопления топлива: с/х отходов, стружки или органического мусора.

*Энергетический кризис в Калифорнии.* В связи с предстоящим очередным раундом дебатов в конгрессе США по пакету энергетических законопроектов администрации и раскрытием новых обстоятельств по делу компании «Энрон», активизировалась полемика на тему энергетического кризиса, охватившего Западное побережье США летом 2000-1 пол. 2001гг.

Учитывая различия в подходах демократов и республиканцев к вопросам развития энергетики и корпоративной реформы, а также политический «вес» самого крупного по численности населения и соответственно по числу «выборщиков» штата США, опыт Калифорнии в деле дерегулирования энергетической отрасли остается серьезным раздражителем в местном межпартийном противостоянии, в т.ч. в преддверии запланированных на нояб. 2002г. выборов губернатора этого штата.

Начало процесса реформирования энергетики шт. Калифорния было положено в 1993г., когда на основе принятого в 1992г. федерального Закона об энергетической политике Калифорнийская комиссия по коммунальным услугам под давлением мощного индустриального лобби со стороны предприятий Силиконовой долины и энергетических компаний из других штатов (включая «Энрон») приступила к разработке плана реорганизации местной энергетической отрасли.

Принятый в 1996г. администрацией губернатора-республиканца П.Уилсона закон штата (№AV 1890) был составлен с учетом интересов потенциальных «доноров» предвыборных кампаний. Компромиссный вариант реформирования электроэнергетики штата включал ключевые элементы.

1. Потребителям была предоставлена возможность выбора независимых поставщиков электроэнергии, реализованная к лету 2000г. большинством крупнейших промышленных предприятий Калифорнии.

2. Энергетические компании других штатов получили доступ к местным линиям электропередач, а также генерирующим мощностям трех крупнейших в Калифорнии предприятий в области производства, передачи и распределения электроэнергии («Пасифик газ энд эдектрик», «Саузерн калифорния эдисон» и «Сан-Диего газ энд эдектрик»).

3. В обмен на обязательство по продаже топливных (преимущественно газовых) электростанций калифорнийские энергогиганты сохранили в своем активе атомные и гидроэлектрогенераторы. В их интересах были зафиксированы розничные цены, в тот период намного превышавшие оптовую стоимость электроэнергии. Этот шаг подавался как временная мера, необходимая для компенсации расходов калифорнийских компаний по строительству и обслуживанию оставшихся в их распоряжении электростанций. Покрытие издержек планировалось осуществить в течение не более 4 лет.

4. Для стимулирования конкуренции на оптовом рынке электроэнергии энергетическим компаниям было предписано проводить все сделки по покупке электроэнергии через учрежденную Калифорнийскую энергетическую биржу (КЭБ), а также запрещено использовать долгосрочные контракты.

5. Контроль за состоянием энергосистемы был возложен на специально созданную независимую организацию, в распоряжение которой были переданы высоковольтные линии электропередач.

Экономическая уязвимость принятой модели проявилась сразу же после введения ее в действие в апр. 1998г. Ввиду отсутствия специальных антимонопольных требований при реализации мощностей калифорнийских энергетических предприятий производство электроэнергии было сосредоточено в руках небольшого числа компаний, не оправдавших расчета на создание конкурентной среды на оптовом рынке электроэнергии. В адрес поставщиков прозвучали первые обвинения в сговоре и манипулировании рынком.

Ключевым фактором сбоя системы явилось резкое повышение с весны 2000г. оптовых цен на энергетическом рынке Калифорнии, обусловленный рядом факторов, в числе которых — резкое увеличение потребительского спроса в условиях необычайно жаркого лета 2000г., снижение объемов импорта из близлежащих штатов вследствие падения уровня воды на гидроэлектростанциях, десятикратное увеличение экологического налога — стоимости специальных разрешений на выбросы азота в атмосферу.

Сказался также дефицит новых генерирующих мощностей на фоне высоких темпов роста экономики и численности населения штата. На протяжении десятилетия в Калифорнии не было введено в эксплуатацию ни одной новой электростанции. На рост оптовых цен в существенной мере повлияла также высокая стоимость газа — основного энергоносителя в Калифорнии. В конгрессе США идут разбирательства по поводу недобросовестного поведения поставщиков газа (цены на газ в Калифорнии в дек. 2000г. в 5 раз превышали стоимость газа в других штатах), а также ряда энергокомпаний (в т.ч. компании «Энрон»), использовавших различные схемы для искусственного повышения цен на электроэнергию в Калифорнии.

Стремительный рост оптовых цен, обеспечивший сверхприбыли поставщикам газа и компаниям-производителям электроэнергии, наряду с фиксированными розничными ценами поставил на грань банкротства предприятия коммунальной сферы, включая три некогда мощные энергетические компании Калифорнии. Их потери при действовавшей схеме купли-продажи электроэнергии составляли 50 млн.долл. в день.

В преддверии президентских выборов 2000г. компаниям «Пасифик газ энд электрик» и «Саузерн калифорния эдисон» было отказано в досрочной отмене фиксированных розничных цен на распределяемую электроэнергию. Согласно распоряжению губернатора Калифорнии – демократа Г.Дэвиса, корпорации «Сан-Диего газ энд электрик», первой из трех компаний получившей свободу ценовой политики в дек. 1999г., было предписано снизить розничные цены в три раза до фиксированного уровня 1996г. Изданное в середине дек. 2000г. распоряжение минэнерго, обязывающее производителей электроэнергии других штатов подавать ее в энергетическую систему Калифорнии, имело лишь временный эффект.

Несмотря на принятое Калифорнийской комиссией по коммунальным услугам 4 янв. 2001г. решение о незначительном (на 9% для индивидуальных пользователей и на 7-15% для промышленных потребителей) увеличении розничных цен, распределительные компании Калифорнии в середине янв. 2001г. перестали оплачивать поставки электроэнергии. Производители отказались поддерживать уровень загруженности энергосети, снизив его до критической отметки. В этой связи оператором энергосистемы 17 янв. 2001г. было принято решение об отключении электроэнергии в ряде северных и центральных районов Калифорнии.

Приход к власти новой республиканской администрации заставил калифорнийских демократов во главе с губернатором Г.Дэвисом действовать самостоятельно (помощь центра ограничилась повторным введением на срок 14 дней распоряжения о поставках электроэнергии в Калифорнию из других штатов).

Во II пол. янв. 2001г. местные власти приняли решение о закупке через министерство водных ресурсов Калифорнии электроэнергии для ее последующей перепродажи распределительным компаниям по сниженным ценам. Было объявлено о начале переговоров по заключению долгосрочных контрактов на энергопоставки. После повторных отключений электроэнергии в ряде северных и центральных районов Калифорнии 19-20 марта 2001г. власти штата приняли решение об увеличении с 27 марта 2001г. розничных цен на электроэнергию на 40%.

Несмотря на предпринятые шаги, в начале апр. 2001г. была объявлена банкротом компания «Пасифик газ энд электрик», долговые обязательства которой составляли 9 млрд.долл. Под давлением со стороны калифорнийских властей Федеральная комиссия по регулированию энергетики в конце июня 2001г. объявила о введении верхних ценовых границ на оптовом рынке электроэнергии Западного побережья США. Начатое Комиссией расследование ценовой политики энергетических корпораций на рынке Калифорнии во II пол. 2000-начале 2001г. существенно ограничило спе-

кулятивные настроения поставщиков газа и электроэнергии на калифорнийский рынок.

Данные меры, наряду с активными усилиями региональных властей по реализации программ энергосбережения и завершению строительства новых электростанций, способствовали падению спроса и цен на электроэнергию во II пол. 2001г. На понижение цен также подействовал спад в экономике США и ослабление ограничений на выбросы азота в атмосферу. В результате усилий администрации Г.Дэвиса при скромном участии федерального центра угроза отключения электроэнергии в Калифорнии была преодолена. События вокруг энергетического кризиса в Калифорнии, а также плачевное состояние местной энергетической отрасли дискредитировали саму идею дерегулирования энергетики и затормозили проведение соответствующих реформ в других штатах.

### ТУРЦИЯ

Поставки российской электроэнергии в Турцию через Грузию, на протяжении многих лет официально оформлявшиеся в Турции, как закупка электроэнергии в Грузии, с 2000г. носят упорядоченный характер и регулируются подписанным российско-турецким соглашением. Изучается вопрос об увеличении пропускной мощности имеющихся ЛЭП для расширения объемов поставок. Преимущественно в Турцию поставляется российская электроэнергия, вырабатываемая на Ростовской АЭС.

В 2000г. активизировались контакты Турции с Евросоюзом по вопросу интеграции Турции в единую европейскую энергосистему INOGATE.

Потребность турецкой экономики в электроэнергии растет на 8% в год. Это обуславливает необходимость постоянного расширения существующих энергогенерирующих мощностей и строительства новых. Основой государственной инвестиционной политики в этой области стало поощрение местного и иностранного частного капитала к участию в реализации энергетических проектов. Частный капитал имеет возможность осуществлять реализацию проектов в сфере энергетики в рамках следующих моделей: «Строй-эксплуатируй-передай», «Строй-эксплуатируй» и «Передача прав на эксплуатацию».

Несмотря на наличие значительного количества объектов (30), сооружение которых уже началось, либо находится на подготовительной стадии, в 2001г. возникли сложности в применении вышеуказанных моделей со стороны государства. Речь идет о «государственных гарантиях Казначейства», которые инвестор должен получать перед началом реализации проекта. В результате февральского кризиса 2001г., а также других дестабилизирующих факторов, государство приостановило выдачу таких гарантий, а также заморозило действие выданных ранее гарантий. Данный вопрос продолжает оставаться предметом острой дискуссии министерства энергетики и природных ресурсов, Казначейства и правительства. Реализация необходимых турецкой экономике энергетических проектов приостановлена, а иностранные инвесторы задумались о перспективности будущих капиталовложений в турецкую экономику.



## УКРАИНА

— Президент Украины Л. Кучма в своем послании к Верховной Раде «О внутреннем и внешнем состоянии Украины в 2001г.» рекомендовал кабинету министров в 2002-03гг. принять ряд принципиально важных решений по развитию рынка энергоносителей.

Согласно посланию, правительству необходимо: принять постановление о реструктуризации нефтегазового комплекса и создании вертикально интегрированных нефтяной и газоснабжающей компании; доработать и направить в ВР законопроект «Об основных принципах функционирования оптового рынка электроэнергии в Украине», учитывая особенности переходного периода и независимый статус НКРЭ в сфере контроля за поддержанием правил торговли на энергорынке; совместно с межведомственной рабочей группой по вопросам контроля за приватизацией в ТЭК доработать и направить в ВР законопроект «Об особенностях приватизации имущества в ТЭК»; совместно с НКРЭ разработать правила торговли и условия заключения контрактов на розничном рынке электроэнергии, предусмотрев создание советов потребителей как полноправных субъектов рынка; разработать положение о переходе на биржевую торговлю нефтью, газом и коксующимся углем; разработать механизм формирования и использования государственных резервов нефти и нефтепродуктов в зависимости от конъюнктуры мирового рынка; разработать модель внутреннего рынка природного газа и направить законопроект в ВР.

Л. Кучма отметил, что вследствие приватизации нефтеперерабатывающих заводов и распространения в Украине вертикально интегрированных компаний объемы поставок и переработки нефти имеют тенденцию к возрастанию, что содействует насыщению внутреннего рынка. Однако в связи с быстрыми темпами приватизации в отрасли, создание отечественной вертикально интегрированной компании «затормозилось».

Кроме того, отметил президент, дальнейшее осуществление программы приватизации энерго-снабжающих компаний должно сопровождаться усовершенствованием существующей модели энергорынка и обеспечением привлекательности объектов приватизации.

За 4 мес. 2002г., по данным минтопэнерго Украины, потребителям отпущено электрической энергии на 6425,1 млн.грн. (1201 млн.долл.). Фактическая оплата за электроэнергию составила 5843,8 млн.грн. (1092,3 млн.долл.), или 91,0%, в т.ч. денежными средствами — 4907,7 млн.грн. (917,3 млн.долл.), или 76,4%.

— По сообщению информационных агентств Украины (27 июня 2002г.), национальная комиссия регулирования электроэнергетики Украины (НКРЭ) повысила оптовую цену электроэнергии в июле 2002г. по сравнению с июнем на 3,1% — до 11,347 коп./квтч. (2,1 цента). Повышение оптовой цены на электроэнергию связано с прогнозируемым ростом цен на уголь, который является основным видом топлива для тепловых электростанций, производящих 45% электроэнергии в Украине.

НКРЭ устанавливает оптовую цену электроэнергии ежемесячно в зависимости от прогнози-

руемой структуры производства электроэнергии на атомных, тепловых и гидроэлектростанциях. На основе оптовой цены областные энергопоставляющие компании рассчитывают розничные тарифы на электроэнергию. С янв. по июнь 2002г. НКРЭ снижала оптовую цену электроэнергии на 3,04%. Однако после повышения цены на июль 2002г. снижение оптовой цены по сравнению с янв. составило 0,02%.

— По данным минтопэнерго Украины, доля крымских ветроэлектростанций в общем объеме ветроэнергетики Украины достигла 40%. Ветроэнергетика Украины пока обеспечивает не более 5% всей электроэнергии в стране. Однако комплексная программа строительства ветровых электростанций в Украине, утвержденная президентом в 1996г., предусматривает увеличение этого показателя в будущем до 10%.

Украина занимает 13 место в Европе по объему ветроэнергетики. Наиболее активно развивают этот вид получения электроэнергии США, Голландия, Германия и Франция. До Октябрьской революции 1917г. в Украине было установлено 36 тыс. ветродвигателей, в России — 200 тыс. В Крыму действуют Донузлавская ВЭС (включающая в себя Судакскую ВЭС), Сакская, Тарханкутская и Ахтарская ВЭС.

— По данным украинской компании «Энерго-рынок», в мае 2002г. Украина сократила импорт электроэнергии из России на 0,9% по сравнению с апр. — до 14,75 млн.квтч.

В мае 2002г. из энергосистемы России в энергосистему Украины поступило 44 млн.квтч. электроэнергии, в т.ч. 29,25 млн. квтч. — транзитной для последующего экспорта в Молдову.

В мае 2002г. потребление электроэнергии сократилось на 10,81% по сравнению с апр. — до 12,093 млрд.квтч.

В апр. 2002г. Украина увеличила импорт электроэнергии из России на 44,6% по сравнению с мартом — до 14,89 млн.квтч.; потребление электроэнергии в Украине сократилось на 10,4% по сравнению с мартом — до 13,559 млрд. квтч. В 2001г. Украина произвела более 172 млрд.квтч. электроэнергии, а импортировала из России 0,2 млрд.квтч. Украина импортирует электроэнергию только из России. Энергосистемы Украины и России работают в параллельном режиме с авг. 2001г., при этом ежемесячный объем импорта ни разу не превысил 100 млн.квтч. По условиям договора, при импорте в месяц до 100 млн.квтч. цена российской электроэнергии составляет 1,4 цента/квтч., при импорте более 100 млн.квт. — 1,65 цента/квтч.

*Атомная энергетика.* По данным компании «Энергоатом», в мае 2002г. украинские атомные электростанции увеличили производство электроэнергии на 11,7% по сравнению с маем 2001г. — до 6,03 млрд.квтч. В мае 2002г. АЭС произвели 49,5% от общего объема производства электроэнергии в Украине. Коэффициент использования мощностей составил 68,5%, в апр. 2002г. — 79%, в марте — 88%, в фев. — 88,4%.

В апр. 2002г. АЭС выработали 6,73 млрд.квтч., в марте — 7,74 млрд.квтч., в фев. — 7,32 млрд.квтч. В 2001г. 4 украинские АЭС выработали 76,284 млрд.квтч., что составило 44,2% от общего объема производства. Компания «Энергоатом» — крупнейший в Украине производитель электроэнер-

гии, она объединяет 4 действующие украинские АЭС.

Производство электроэнергии АЭС в мае 2002г.

	Производство электроэнергии млн.квтч.	Коэффициент использ. установл. мощности, %
Всего	6032	68,5
Запорожская АЭС	3480	78
Южно-Украинская АЭС	1544	69,2
Ровненская АЭС	1008	73,8
Хмельницкая АЭС	0	0

Кабинет министров Украины решил закончить строительство Ташлыкской гидроаккумулирующей электростанции (Николаевская область), которая расположена Южно-Украинской атомной электростанции, до 2008г. (распоряжение кабмина «Об утверждении проекта завершения строительства Ташлыкской ГАЭС» от 17 июня 2002г.). В распоряжении Кабмина говорится, что компания «Энергоатом» должна достроить станцию за счет собственных средств и надбавки к тарифу на электроэнергию атомных электростанций.

В дек. 2001г. компания «Энергоатом» остановила строительство Ташлыкской ГАЭС, начатое в 1980г., после того, как Национальная комиссия регулирования электроэнергетики снизила тариф на электроэнергию «Энергоатома» на 3,2% – до 8,19 коп/квтч., исключив из тарифа надбавку на достройку станции. Кабмин мотивировал прекращение строительства Ташлыкской ГАЭС необходимостью проведения экологической экспертизы.

Ранее правительство Украины планировало за счет надбавки к тарифу на электроэнергию «Энергоатома» достроить к концу 2003г. первую очередь Ташлыкской ГАЭС стоимостью 86 млн.долл., в которую входят 2 гидроагрегата мощностью 300мвт. Необходимость достройки Днестровской и Ташлыкской ГАЭС связана с недостатком в Украине регулирующих мощностей – электростанций, которые могут резко увеличить производство электроэнергии во время максимального потребления в вечерние и утренние часы.

### Финляндия

**Обеспечение Финляндии энергоресурсами.** Главными видами местных источников энергии являются древесина, гидроэнергия и торф, ископаемых источников энергии и урана в стране нет, поэтому Финляндия зависит от импортных источников энергии, таких как нефть, газ, уголь, ядерное топливо. В 2001г. в Финляндии была использована энергия в 32,33 млн.т. в нефтяном эквиваленте.

Потребление энергоносителей

	млн.тнэ		изменение в потребл.%	Доля источн. энерг. в общ. потреблен.%	
	2000г.	2001г.		2000г.	2001г.
Нефть	8,4	8,609	+2,5	26,9	26,6
Черн. шлоко,древес.	6,472	6,361	-1,75	20,7	19,7
Атомная энергия	5,622	5,701	+1,4	18	17,6
Уголь	3,520	3,892	+10,6	11,3	12
Газ прир.	3,375	3,682	+9	10,8	11,5
Торф	1,384	1,887	+36,3	4,4	5,8
Гидроэнергия	1,249	1,149	-8,7	4	3,5
Импорт. эл.энерг.	1,021	0,856	-19,2	3,3	2,6
Др. источники энерг.	0,191	0,213	+11,5	0,6	0,7
Всего	31,235	32,33	+3,5	100	100

В 1997г. была проведена реформа статучета, и, в соответствии с международной практикой, 1 тнэ

(тонна в нефтяном эквиваленте) принята за одну тонну сырой нефти, и равняется 41,868GJ.

Доля промышленности в энергопотреблении составляет 50%, что является следствием исторического развития финской экономики, основой которой является энергоемкая промышленность. Наряду с затратами на приобретение сырья и зарплату, расходы на энергоснабжение являются наиболее существенными для многих финских лесоперерабатывающих, химических и др. предприятий. Энергопотребление в промышленности страны, рассчитанное на душу населения, с учетом указанной выше специфики, является самым высоким в мире.

Структура использования энергоносителей в промышленности Финляндии за последние 20 лет существенно изменилась. Потребление жидких энергоносителей значительно сократилось и составляет 10%, что является наиболее низким показателем среди индустриально развитых стран. Важным источником энергии для промышленности в последние годы стал природный газ, доля которого в энергопотреблении промышленности превысила 10%.

В последние годы финская промышленность становится лидером в мире по изысканию способов использования восстановленной биомассы. Леспром использует побочные продукты деревообработки для получения энергии. Такие виды топлива на базе древесины как черный шлоко, 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. Финская промышленность имеет также давние традиции в использовании гидроэнергии и в комбинированной выработке тепла и электроэнергии. Комбинированный метод широко используется в Финляндии для производства технологического пара и электроэнергии.

Ядерная энергия является важнейшим по значению источником энергии для Финляндии и используется промышленностью страны в основном для покрытия базовых нагрузок, имеющих место в производствах с непрерывными процессами. Ядерные энергоблоки АЭС «Олкилуото» и АЭС «Ловиза» выработали в 2001г. 21,9 млрд. квтч. электроэнергии.

Крупнейшим экспортером энергоносителей в страну является Россия, доля которой в общем объеме поставок составила в 2001г. 53% или 2,2 млрд.евро.

Значительную долю в импорте страны энергоносителей составляют нефть и нефтепродукты. В 2001г. общее количество сырой нефти и нефтепродуктов, импортированных в Финляндию, составило 14 млн.т.

Импорт сырой нефти в Финляндию, в тыс.т.

	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.
Россия	1789	3447	4466	4941	5104	5114
Норвегия	2325	2610	3185	2765	2586	1804
Великобритания	3311	1196	754	716	977	1048
Дания	1240	949	2317	2437	2375	2188
Казахстан	597	1184	428	321	332	749
Прочие	49	90	277	—	230	47
Итого	9430	9476	11427	11180	11613	10950

Основным поставщиком сырой нефти и нефтепродуктов в 2001г. продолжала оставаться Россия.

В 2001г. из России на рынок Финляндии было поставлено 6,8 млн.т. сырой нефти и нефтепродуктов, включая бензин.

Импорт в Финляндию дизтоплива, в тыс.т.

	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.
Россия	1208	1178	1199	374	1244	1248
США	200	0	38	58	119	179
Швеция	—	—	60	482	211	152
Прочие	39	1	0	64	136	278
Итого	1659	1624	1848	978	1710	1857

Импорт в Финляндию мазута, в тыс.т.

	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.
Россия	1429	1179	385	0	229	184
Норвегия	112	9	30	272	81	8
Дания	93	134	182	0	58	129
Швеция	126	223	346	29	306	332
Прочие	31	5	8	2	—	1
Итого	1823	1558	951	303	674	654

Крупнейшей компанией, осуществляющей переработку сырой нефти, поступающей в Финляндию, является госконцерн «Фортум», имеющий два НПЗ в г.Наантали (сооружен в 1957г., мощность переработки — 2,5 млн.т. сырой нефти в год) и в г.Порвоо (сооружен в 1966г., первоначальная мощность переработки — 12,5 млн.т. сырой нефти в год, после реконструкции, в 1989г. мощность по первичной переработке сокращена до 8,5 млн.т.). Кроме установок первичной переработки нефти (атмосферновакуумная трубчатка), на заводах сооружены установки каталитического и термokatалитического крекинга, гидрокрекинга, риформинга, установки по производству битума. В число ведущих фирм занимающихся реализацией нефтепродуктов на рынке Финляндии входят АО «Тейбойл» и «Суомен Петрооли» с участием российского капитала.

В 2001г. Финляндия экспортировала 4,64 млн.т. нефтепродуктов, в т.ч. 2,225 млн.т. бензина, 2,057 млн.т. дизтоплива, 122 тыс.т. авиационного топлива, 79 тыс.т. мазута и 147 тыс.т. других нефтепродуктов. Крупнейшими импортерами нефтепродуктов из Финляндии в 2001г. являлись Швеция, Великобритания и Германия (60%).

Источником покрытия энергетических потребностей Финляндии является уголь, используемый для производства электроэнергии и в металлургическом производстве. Годовая потребность Финляндии составляет 5 млн.т. энергетических и 1,3-1,5 млн.т. металлургических углей, которая в предыдущие годы в 3-5 млн.т. покрывалась поставками из СССР. Указанные закупки производят такие крупные фирмы как «Похьелан Войма», муниципальные и городские компании, крупнейшая энергетическая компания Финляндии «Фортум». Коксующийся уголь для нужд своего металлургического производства импортирует фирма «Раутаруукки».

В 2001г. Финляндия импортировала 6,124 млн.т. энергетического угля (2000г. — 5,1 млн.т.). Потребность энергетики в угле и других видах топлива определяется, как правило, текущей конъюнктурой рынка. Многие ТЭС Финляндии имеют возможность сжигания в энергетических котлах различные виды топлива, что определяет соответствующие колебания в динамике импорта энергоносителей, в т.ч. и угля.

Концерны «Фортум», «Похьелан Войма» и крупнейшая из муниципальных энергетических компаний «Хельсингин Энергия» закупают до 40%

общего объема потребления энергетических углей в стране. Основные поставки угля осуществлялись из России, Польши и США. Российский уголь поставлялся как российскими организациями, так и фирмами европейских стран.

Финские энергетические компании и концерн «Раутаруукки» заинтересованы в увеличении поставок угля из России. По их мнению, относительно низкий уровень объемов поставляемого из России угля объясняется ужесточением требований к качеству углей (калорийность, зольность и содержание серы); нестабильным состоянием в целом российских угледобывающих предприятий; нерентабельностью поставок угля на значительные расстояния по железной дороге из-за высоких ж/д тарифов.

Наиболее крупными экспортёрами энергетических углей в Финляндию являются Россия и Польша, которые поставили в Финляндию в 2001г. 4,8 млн.т. угля.

Динамика импорта энергетического угля в Финляндию, в тыс.т.

	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.
Польша	3425	4402	2809	1639	2018	1958
Россия	1443	1357	111	1472	2531	2837
США	638	612	419	312	360	294
Другие страны	609	1069	608	158	152	935
Всего:	6142	7440	4613	3591	5065	6124

Единственным экспортёром природного газа в Финляндию является Россия. В 2001г. в Финляндию было поставлено 4,3 млрд.куб.м. газа, доля которого в общем потреблении первичных видов энергии страны составила 11,5%.

Поставки природного газа на рынок Финляндии с июля 1994г. осуществляет созданное концерном «Газпром» (Россия) и «Фортум» (Финляндия) АО «Газум». 25% акций указанной компании принадлежит концерну «Газпром». Экспорт природного газа из России в Финляндию осуществляется в соответствии с долгосрочным контрактом, подписанным 12.03.94 ВЭП «Газэкспорт», входящим в состав концерна «Газпром», и фирмой «Фортум». Контрактом предусмотрено увеличение поставок российского газа в Финляндию до 7,7 млрд.куб.м. в 2014г.

*Производство электроэнергии.* Доля энергетического сектора в ВВП Финляндии, несмотря на его важность для экономики страны составляет лишь 2%. В 2001г. на электростанциях Финляндии было выработано 71,6 млрд.квтч. Потребление электроэнергии составило 81,5 млрд.квтч., импорт — 9,9 млрд.квтч., в т.ч. из России — 7,55 млрд.квтч., что является рекордным показателем за весь период сотрудничества.

Электроэнергия в Финляндии, в млрд.квт.ч.

	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.
Производство, в т.ч.:	66,4	65,9	67,3	66,7	67,2	71,6
на ГЭС	11,7	11,8	14,8	12,5	14,4	13,3
на АЭС	18,7	20	21	22,1	21,6	21,9
На комбинированных, конденсатных ТЭС и ГЭС	36	34,1	32	32	31,2	36,4
Импорт	5,4	8,1	9,6	11,4	11,9	9,9
- из России	4,7	4,3	4,8	5,2	4,5	7,55
- из Швеции и Норвегии	4,2	4,5	4,9	4,4	7,4	2,35
Экспорт	1,7	0,5	0,3	0,2	0,2	0,54

В целом Финляндия по потреблению электроэнергии на душу населения входит в пятерку ведущих западноевропейских стран, в которых уровень потребления в расчете на 1 чел. в год превышает 10 тыс.квтч.

По данным МТП, в Финляндии работают 300 электростанций, обеспечивающих тяжелую промышленность, сельское хозяйство, другие отрасли и население страны как электрической так и тепловой энергией. Общий объем установленных в Финляндии мощностей составляет 15 тыс. мвт. Электрические станции принадлежат 130 государственным, муниципальным частным компаниям, промышленным предприятиям и другим организациям.

В число крупнейших энергетических компаний, на долю которых приходится более 95% всей электроэнергии, производимой в Финляндии, входят энергетические управления г.г. Эспоо, Вантаа, Куопио, Оулу, Тампере, Турку, удельный вес в производстве электроэнергии которых составляет 20%, а также фирмы «Фортум», «Теоллисууден Войма», «Похьелан Войма» и «Хельсинки Энерджи», на энергомощностях которых вырабатывается 80% электроэнергии, производимой в стране. Последние 4 компании владеют наиболее крупными ТЭС и АЭС в Финляндии.

Выбор поставщика электроэнергии согласно принятому в Финляндии закону Market Act производится потребителями на конкурсной основе. Основной энергораспределительной компанией, которой принадлежат ЛЭП, обеспечивающие поступление электроэнергии из России и Швеции, является «Фингрид».

К 2015г. для покрытия потребностей страны потребуется дополнительно 3400 мвт. новых энергомощностей. Часть дефицита предполагается покрыть за счет строительства электростанций на коммерческой основе. Ряд электростанций будет построен с частичным использованием бюджетных ассигнований. Речь идет о ТЭС, ГЭС, торфяных и ветряных электростанциях.

АЭС «Ловиза» и в 2001г. по-прежнему демонстрировала, по оценке финнов, хорошие эксплуатационные показатели, что позволяет ей оставаться в числе лучших АЭС в мире.

В 2001г. по линии АО «Атомстройэкспорт» были практически прекращены поставки запчастей на АЭС «Ловиза». За последние годы значительно увеличилось прямые закупки запчастей у заводопоставщиков, а также у ряда стран-бывших членов СЭВ, которые сворачивают свои программы атомной энергетики или закрыли АЭС, построенные по российской технологии (Польша, Германия). Увеличились поставки запчастей в Финляндию с заводов «Шкода» в Чехии, которые во времена СЭВ производили аналогичное оборудование.

Что касается многолетней практики вывоза отработанного ядерного топлива с АЭС «Ловиза» в Россию, то в связи с принятием в Финляндии в 1996г. закона, запрещающего вывоз за рубеж ядерных отходов с финских АЭС, сотрудничество в этой области с 1996г. прекращено. В июне 1998г. в Финляндии состоялось официальное открытие подземного хранилища ядерных отходов с низкой и средней степенью радиоактивности. Строительство хранилища было начато в 1993г. и обошлось в 80 млн. фmk. Подземное хранилище находится на глубине 110 м. и будет использоваться до 2055г., после чего будет закрыто окончательно.

Для российских организаций рынок Финляндии в области атомной энергетики продолжает представлять интерес с точки зрения участия в поставках ядерного топлива (в 2001г. из России было

поставлено 9т. ядерного топлива стоимостью 40 млн. евро) на АЭС «Ловиза», оказания сервисных услуг, а также совместных разработок строительства АЭС в третьих странах по современным технологиям.

Положительным примером сотрудничества между Россией и Финляндией в области атомной энергетики является разработка проекта АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000 по российской технологии для использования в третьих странах, в частности, для КНР. В разработке такого проекта, получившего название ВВЭР-91, принимали участие специалисты концерна «Фортум». Участие финских специалистов в работах над проектом АЭС для КНР позволило существенно ускорить его создание, снизить материалоемкость строительной части АЭС, повысить ее безопасность. Проект ВВЭР-91 соответствует принятым на Западе нормам и требованиям.

В 2001г. в Финляндии продолжалась работа по подготовке принципиального решения о сооружении в стране новой АЭС. Российские организации выражают заинтересованность по участию в торгах на строительство АЭС, если решение о сооружении атомной станции будет принято. АО «Атомстройэкспорт» предлагает проект АЭС, сооружаемый Россией в Китае в пров. Цзяньсу (300 км. южнее Шанхая).

## ФРАНЦИЯ

Президент-гендиректор государственной компании «Электрисите де Франс» (является естественной монополией в сфере электроэнергетики) – Франсуа Руселли 15 янв. 2002г. заявил о начале структурной реформы этой транснациональной компании, подготавливающей ее к предстоящему во Франции переходу к свободному рынку электроэнергии. Согласно его заявлению, новая структура ЭДФ будет представлять собой «матричную» систему с семью отделениями, разделенными по территориальному принципу, т.е. внутри самой Франции и за ее пределами.

Для международной деятельности предусмотрено 4 отделения, а именно: Центральная Европа; Западная Европа – страны Средиземноморского бассейна – Африка; Америка; Азия – Тихий океан.

Во Франции деятельность компании будет осуществляться по четырем направлениям, три из которых выделены руководством ЭДФ в качестве автономных структур: отделение энергетики (включает в себя производство и оптовый сбыт электроэнергии); коммерческое отделение (включает в себя сеть агентств по работе с клиентами, как имеющими, так и не имеющими возможность выбора поставщика электроэнергии); объединенная дирекция ЭДФ-ГДФ по оказанию услуг курирует отношения с административно-территориальными единицами, ГДФ (Газ де Франс) – естественная монополия в сфере газоснабжения).

Четвертый вид деятельности ЭДФ внутри Франции охватывает управление сетью высоковольтных и сверхвысоковольтных линий электропередач.

Семь вышеуказанных структур будут находиться под управлением Исполнительного комитета ЭДФ, хотя и являются автономными. Они сами будут нести ответственность за свою деятельность,

что не имело места до настоящего времени. Все шесть традиционных видов деятельности ЭДФ: производство энергии, ее продажа частным лицам и производителям, распределение, доставка и другие остаются за компанией. Энергетические услуги попадают под ответственность структуры «Далкиа» — компании по тепло и энергообеспечению (ранее входила в группу «Вивенди»).

## АЭС

Министерством промышленности Франции проведено детальное исследование долгосрочных перспектив энергообеспечения страны. Основным вопросом являлось определение экономической и технической целесообразности дальнейшего развития ядерной энергетики.

По данным экспертов министерства, главным результатом работы можно считать аргументированное признание необходимости и возможности дальнейшего использования существующих АЭС с проведением мероприятий по продлению срока их эксплуатации.

Произведенные расчеты показали, что только прямые экономические потери государственной электроэнергетической компании Electricite de France, эксплуатирующей 58 АЭС, могут составить от 33 до 70 млрд. долл. в случае остановки ядерных реакторов при существующих сроках их эксплуатации. Должны быть учтены другие существенные экономические последствия отказа от атомной энергетики, такие, как повышение налогов, увеличение безработицы и уменьшение национального ВВП в объеме до 1%.

В исследовании указывается, что французские АЭС в целом достигнут установленных предельных сроков работы в 2020-30 гг. С учетом этого экспертами министерства проведен анализ трех сценариев энергообеспечения страны.

Первый предусматривает продление срока эксплуатации станций. Этот вариант рассматривается как наиболее предпочтительный с технической и экономической точек зрения. Установки, исчерпавшие свой ресурс работы и возможности модернизации, должны быть в этом случае выведены из эксплуатации с соответствующим замещением их новыми блоками.

Второй сценарий рассматривает немедленную замену существующих АЭС на новые установки. Авторы исследования приходят к выводу, что он экономически менее благоприятен в силу возникновения потребности в очень крупных инвестициях в отрасль. Тем не менее, оба варианта первоначально подразумевают принципиальное решение о продолжении использования атомной энергетики.

Третий сценарий предусматривает замену ядерных генерирующих мощностей на комбинированные газовые электростанции. По мнению авторов исследования, он является наименее благоприятным, т.к. может привести к негативным экономическим последствиям из-за повышения цен на электроэнергию и к нежелательной зависимости Франции в энергообеспечении страны вследствие увеличения импорта природного газа.

Образованная в начале 2001 г. компаниями Framatome (Франция) и Siemens (Германия) фирма Framatome ANP сосредоточила свои усилия на разработке и подготовке к коммерческому использованию инновационных концепций усовершенствованных легководных реакторов большой

мощности. Ключевым направлением работ избрано дальнейшее развитие проектов создания реакторов EPR и SWR-1000.

Параллельная работа над обеими концепциями обусловлена стремлением Framatome ANP выйти на мировой рынок с конкурентоспособными реакторами сразу в двух классах мощностей — 1000 мвт. (SWR) и 1500-1600 мвт. (EPR). Целями ведущихся работ являются дальнейшее повышение безопасности самих установок в плане минимизации последствий аварии с высвобождением радиоактивности, а также достижение себестоимости электроэнергии на АЭС с данными реакторами, которая позволила бы им конкурировать с электростанциями на ископаемом топливе.

Основные направления НИОКР по повышению безопасности реакторов связаны с реализацией технических решений, позволяющих снизить вероятность наступления аварий с повреждением активной зоны, а также ограничить в этом случае воздействие на установку до таких пределов, при которых не требовались бы мероприятия по эвакуации населения из близлежащей к АЭС зоны.

По реактору SWR-1000 завершены разработка базового проекта и анализ безопасности. На экспериментальных установках проведено тестирование всех новых систем и компонентов на функциональную работоспособность и мощность в близких к реальным условиям.

По реактору EPR также завершена разработка базового проекта и получены положительные заключения по нему экспертных групп во Франции и Германии. Проводятся подготовительные работы для детального проектирования, а также комплексный анализ безопасности.

Обе концепции успешно прошли процесс оценки их соответствия европейским стандартам (European Utility Requirements). Проведено изучение возможности и целесообразности строительства обоих реакторов в Финляндии, которая в лице компании TVO проявляет большой интерес к созданию у себя в стране новой АЭС с реакторами большой мощности. По оценке регулирующего ведомства Финляндии STUK обе концепции принципиально могут быть одобрены для использования.

Перспективы будущего коммерческого использования реактора EPR связаны с известными планами его строительства во Франции. Активная инновационная политика Финляндии дает альтернативу его применению и расширяет возможности его промышленного внедрения в будущем.

Перспективу реактора SWR-1000 компания Framatome ANP также связывает с возможным его строительством в Финляндии. Проведенные ее специалистами исследования показали, что при использовании ряда усовершенствований, не влияющих на общую концепцию реактора, его мощность может быть повышена до 1300 мвт.

Конкретные планы сооружения реактора SWR-1000 зависят от решения финского парламента о строительстве новой АЭС. В положительном случае компания TVO предполагает сделать запрос фирме Framatome ANP по поводу предоставления технического предложения на реактор SWR-1000 с тем расчетом, чтобы не позднее конца 2002 г. приступить к размещению заказа на его строительство.

## ЧЕХИЯ

**Чешская программа развития энергетики стран Юго-Восточной Европы.** В рамках SECI (Совместной инициативы европейских стран по восстановлению региона ЮВЕ) МИД Чехии провел 13 марта 2002г. в Праге официальную презентацию правительственной программы по развитию и модернизации энергетики балканских стран. Данное чешское предложение является первой крупной инициативой Праги после присоединения Чехии к Пакту стабильности для Юго-Восточной Европы. На осуществление программы правительство ЧР выделило из госбюджета 1 млн. евро.

Указанное мероприятие привлекло повышенное внимание со стороны дипломатических представителей европейских государств. Ряд балканских стран (Хорватия, Босния и Герцеговина, Македония, Черногория) направил на конференцию своих представителей, которые выступили на форуме с развернутыми докладами по состоянию, основным проблемам и перспективам развития энергетики в своих государствах. На конференции выступил Координатор Пакта стабильности для ЮВЕ Эрхард Бузек, который приветствовал «Чешскую инициативу» и вступление Чехии в «клуб доноров» по восстановлению и развитию экономики балканских государств.

В ходе презентации подчеркивалось, что, учитывая долговременный опыт работы чешских энергетических компаний на Балканах, участие промышленных предприятий из ЧР в строительстве и модернизации электростанций и энергоинфраструктуры в большинстве стран ЮВЕ, Чехия хотела бы закрепить за собой координирующую функцию по развитию энергосистемы указанного региона. С этой целью чешское правительство предложило использовать представительство SECI в Праге в качестве основного координатора по организации и предварительной проработке энергетических проектов на Балканах, причем проведение рабочих семинаров и подготовка проектов будет финансироваться за счет выделенных госсредств.

В рамках программы чешское правительство предполагает провести серию рабочих семинаров по обсуждению состояния и перспектив развития энергетики балканских стран, а также для разработки предварительных проектов, направленных на совершенствование данного сектора экономики в ЮВЕ.

В качестве наиболее важных проблем, на решение которых нацелена «Чешская инициатива», были указаны следующие перспективные направления: оценка и координация проектов реконструкции энергетических предприятий и сетей региона, включая электростанции, ЛЭП, нефте- и газопроводы, перекачивающие комплексы; разработка системы транзитных путепроводов в странах ЦВЕ, обеспечивающей бесперебойное снабжение энергоресурсами юго-восточного региона; подготовка проектов подсоединения энергосети балканских стран к энергетической системе Западной Европы; проведение предварительных переговоров с международными финансовыми организациями с целью получения от них кредитов на осуществление разрабатываемых проектов.

В Праге полагают, что статус координатора развития энергетических сетей на Балканах позволил

бы Чехии существенно активизировать свое участие в программах, финансируемых за счет средств Пакта стабильности для ЮВЕ по программам SECI.

**Евроэнергетика**

**В** Информационном центре ЕС в Праге 16 мая 2002г. состоялся семинар, посвященный вопросам рационализации использования энергетических ресурсов и проблеме глобального потепления климата. На мероприятии выступил представитель международной компании ESO-consulting Мартин Бурсек с основным докладом, в котором определил основные проблемы развития мировой энергетики в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

В докладе были приведены данные Европейского агентства по защите окружающей среды, согласно которым к 2010г. углекислый газ будет составлять до 90% всех вредных выбросов в атмосферу (в н.в. доля CO<sub>2</sub> составляет 28%), причем основным источником эмиссии станут средства транспорта. Отмечалось, что в связи с многосторонними международными переговорами в рамках Киотского протокола министерство промышленности и торговли ЧР (МПТ) провело анализ возможности реализации части полагающейся Чехии квоты по эмиссии углекислого газа по указанному соглашению. В Праге учитывают, что с 1991г. по 2000г. в Чехии произошло определенное снижение объема выбросов (с 187,5 млн.т. до 150 млн.т., на 27%) за счет активного внедрения ресурсосберегающих технологий, сокращения металлургического производства и развития наукоемких отраслей промышленности. К 2012г. у ЧР останется неиспользованная часть квоты, эквивалентная 30 млн.т. CO<sub>2</sub>. За продажу другим странам своих «излишков квоты» Чехия может получить 250-300 млн.долл.

М.Бурсек отметил, что примеру Чехии могли бы последовать другие государства, располагающие значительными резервами по лимитам выбросов углекислого газа. В первую очередь речь идет о Бразилии, Канаде и России. Неиспользованная часть квоты РФ, в пересчете на углекислый газ, составляет 250 млн.т.

Производство электроэнергии за счет возобновляемых источников в ЕС, в %

Государства ЕС	1997г.	2010г.
Австрия.....	70	78,1
Бельгия.....	1,1	6
Дания.....	8,7	29
Финляндия.....	24,7	31,5
Франция.....	15	21
Германия.....	4,5	12,5
Греция.....	8,6	20,1
Ирландия.....	3,6	13,2
Италия.....	16	25
Люксембург.....	2,1	5,7
Нидерланды.....	3,5	9
Португалия.....	38,5	39
Испания.....	19,9	29,4
Швеция.....	49,1	60
Великобритания.....	1,7	10
Евросоюз.....	13,9	22

В ходе семинара особое внимание было уделено развитию в Европе возобновляемых источников электроэнергии в рамках энергетической программы, предложенной Комиссией ЕС. Отмеча-

лось, что при сохранении нынешних темпов экономического роста европейских стран к 2030г. ЕС будет на 70-80% зависеть от импорта топлива, прежде всего, нефти и газа. В этой связи программа КЕС предусматривает постепенное увеличение доли возобновляемых ресурсов при производстве электроэнергии в Европе (к 2010г. до 22%). По расчетам экспертов Комиссии, в 2003-10гг. Евросоюз выделит на эти цели 215 млн. евро, а с принятием новых членов — дополнительно 50 млн. евро.

Что касается уровня развития данного сектора энергетики в ЧР, то на семинаре подчеркивалось, что он, в целом соответствует нынешним средне-европейским показателям (в 2002г. — 17%). С вступлением в ЕС Чехии придется выделить дополнительные финансовые средства на модернизацию энергетического комплекса.

В соответствии с решениями Барселонского саммита Евросоюза (март 2002г.) государствам-членам ЕС поставлена задача либерализовать до 60% промышленного рынка электроэнергии и газа. По словам М.Бурсека, в связи с предполагаемым вступлением в Евросоюз Чехия также будет стремиться к выполнению указанного требования. Присутствовавший на семинаре директор департамента нефти и газа МПТ ЧР Я.Заплатилек отметил, что основной проблемой либерализации данного рынка в дальнейшем станет дерегулирование цен для населения, а также предоставление энергетическим компаниям возможности создания собственных распределительных сетей.

### Чили

В 2001г. чилийская энергетика была по-прежнему динамично развивающимся сектором экономики страны. Производство электроэнергии возросло на 4,9% и достигло 41,35 млрд. квтч. На ГЭС было выработано 21,26 млрд.квт. и на ТЭС 20,09 млрд.квт. соответственно.

Доля энергетического сектора в ВВП страны в 2001г. возросла на 7,1%.

Как и было предусмотрено программой развития отрасли на долгосрочный период, разработанной Национальной комиссией по энергетике Чили (CNE), происходили структурные изменения в энергетическом балансе страны. В общем объеме производства электроэнергии увеличилась доля ТЭС комбинированного цикла, использующих в качестве топлива природный газ и различные виды нефтепродуктов. Ежегодно снижается доля ТЭС на угле.

Основными потребителями вырабатываемой электроэнергии остаются горнорудная промышленность 34,9%, металлургия и обрабатывающая промышленность 29%, коммунальное хозяйство 16,2%, коммерция 7,7%, сельское хозяйство 1,8%.

Производители электроэнергии в Чили объединены в две крупные системы: SIC — Центральная замкнутая система; SING — Большая северная замкнутая система, которые производят соответственно 74,1% и 20,4% всех вырабатываемых мощностей в стране,

В Чили существуют 3 основных производителя электроэнергии. Крупнейшим из них остается компания «Эндеса Чили» (филиал испанской энергетической компании), владеющая 55% национального рынка. Данная компания, входящая в состав холдинга «Энерсис», проводит политику

«экспансии» как внутри страны, так и в других латиноамериканских государствах путем инвестиций в различные энергетические проекты, В 1997-01гг. компания инвестировала 2 млрд.долл. в ряд энергетических проектов в регионе, в т.ч. в Чили: ГЭС «Ралько» — 550 млн.долл. (ввод в эксплуатацию намечен в 2002г.); ТЭС «Атакама» — 275 млн.долл.; газопровод «Атакама» — 393 млн.долл.; ТЭС «Тарапака» — 220 млн.долл.; ТЭС «Талтал» — 221 млн.долл.; газопровод «Талтал» — 29 млн.долл.

Доля двух других крупных компаний «Хенер» и «Колбун» в производстве электроэнергии в стране сохраняется на уровне 26% и 15% соответственно.

С учетом того, что перспективы развития чилийской энергетики были связаны с наращиванием поставок природного газа из Аргентины, из-за кризисной обстановки в этой стране CNE вынуждена корректировать долгосрочную программу развития национальной энергетической отрасли. Производство электроэнергии в Чили только системой SIC на 35% зависит от поставок аргентинского природного газа.

Добыча национальных энергоносителей в стране невелика (нефть, уголь, газ) и ежегодно снижается. В 2001г. в Чили было добыто: сырой нефти — 363,3 тыс.куб.м. (392,4 — 2000г.); природного газа — 2506,5 млн.куб.м. (2702 — 2000г.); угля — 341,6 тыс.т. (489,6 — 2000г.).

Национальная комиссия по энергетике рассматривает альтернативные проекты получения электроэнергии: станций, использующих энергию ветра, солнца, термальных вод. При задействовании возобновляемых ресурсов в стране дополнительно экологически чистыми методами может вырабатываться до 10300 мвт. электроэнергии в год. В нояб. 2001г. в Чили была пущена в эксплуатацию первая в стране электростанция промышленного назначения, работающая на энергии ветра. Данная электростанция «Айсен» построена в XI регионе страны компанией «Эделайсен» и состоит из трех блоков аэрогенераторов, которые на первом этапе вырабатывают до 3,6 мвт. Рассматривают возможности строительства в Чили даже атомных электростанций. Данная дискуссия вызывает в стране протесты со стороны государственных и общественных экологических организаций.

По оценке CNE среднегодовой прирост энергопотребления в стране составляет 1% и для его поддержания требуется 800 млн.долл. инвестиций в год. С учетом того, что развитие данной отрасли национальной экономики полностью зависит от частных компаний, перед правительством Чили и CNE стоит задача по выработке мер по защите энергетических интересов страны.

### ШВЕЦИЯ

Основной национальной энергетической политики являются положения, которые впервые были приняты парламентом Швеции в 1980 и корректировались в 1991-97гг.

Одной из главных целей энергетической политики Швеции является выполнение решения референдума 1980г. о закрытии всех АЭС в стране к 2010г. Парламентом признано, что полное сворачивание атомной энергетики займет более длительный срок, чтобы избежать значительного повышения цены на электричество, дефицита электроэнергии для промышленности (45% электро-

энергии в стране вырабатывается на АЭС), а также повышения экологической нагрузки на окружающую среду. Ядерные реакторы будут поэтапно, до 2020г., выводиться из эксплуатации по мере их физического износа и достижения 40-летнего срока работы. Принято решение о закрытии АЭС «Барсебек», первый реактор которой остановлен в 1999г., закрытие второго перенесено с 2001г. на 2003г.

Проведенное исследование базовых отраслей промышленности SKGS (лесная, горнодобывающая, сталелитейная и химическая промышленность) показывает, что поскольку расширение атомной и гидроэнергетики в Швеции заблокировано, имеется ограниченное количество альтернатив.

Наиболее реальной из них является природный газ, который сегодня становится расширяющимся источником энергии в мире, и его значение в будущем будет возрастать. Несмотря на благоприятное географическое положение, между двумя крупнейшими газодобывающими странами Норвегией и Россией, **Швеция не использует в широком масштабе природный газ.** На его долю в энергоснабжении страны приходилось в 2001г. 2%, в то время как в Европе – 22%, в мире – 24%. Правительство страны делает упор на ветроэнергетику и биотопливо с сомнительными преимуществами в экологической области и незначительным вкладом в энергоснабжение. Ситуация начинает напоминать Калифорнийский кризис, когда нежелание инвестировать в новые мощности сначала привело к сильной импортной зависимости, а потом и к кризису с энергоснабжением.

Надежность энергоснабжения могла бы быть обеспечена газопроводом с северных точек в Северном море и подсоединением к российскому газу в Финляндии. Два альтернативных поставщика значительно уменьшили бы политические риски в подаче газа. Инвестиционные расходы могут составить 20-30 млрд. шв. крон.

По расчетам 30 крупнейших энергетических и газовых предприятий мира, **до 2020г. в регионе Балтийского моря необходимо инвестировать до 70 млрд.долл., чтобы покрыть ожидаемые энергопотребности.** При оценках принимались во внимание планы закрытия АЭС в Швеции и Германии, необходимость соблюдения требований Киотского протокола, открытость европейского рынка электроэнергии и ожидаемое начало торговли квотами на выбросы углекислого газа с 2005г.

Исследование показало необходимость инвестиций 10 млрд.долл. в строительство новых газопроводов. Финансирование будет направлено на трубопровод между норвежскими месторождениями и Польшей (Baltic Pipe), российский газопровод между Баренцевым морем и Германией и между Германией и Швецией. Еще 20 млрд.долл. будет направлено на строительство новых газовых электростанций и 40 млрд.долл. на модернизацию существующих. Потребление природного газа вырастет со 140 млрд.куб.м. до 200 млрд.куб.м. в 2020г., половина из этого количества будет использована на ТЭЦ.

Комментируя перспективы использования в Швеции природного газа, министр по окружающей среде Чель Ларссон отметил, что правительство не будет препятствовать процессу вытеснения других, менее энергоэффективных видов ископае-

мого топлива (уголь, нефть) газом. Однако, будет оказываться противодействие замещению газом доли CO<sub>2</sub>-нейтральных топлив (биотоплива). Министр заявил, что **природный газ обладает с точки зрения энергосистемы Швеции только краткосрочными преимуществами**, поскольку остается ископаемым видом топлива, при сжигании которого выделяется углекислый газ, а значит в средне- и долгосрочной перспективе войдет в противоречие с обязательствами страны по выполнению Киотского протокола.

Швеция не располагает промышленными запасами газа и все его поставки осуществляются через Данию на юго-запад Швеции. Действующий газопровод имеет протяженность 300 км. и проходит от Мальме до Гетеборга. Распределительная сеть существует только на юго-западе страны и имеет протяженность 3000 км.; к ней в качестве потребителей подключено 40% промышленных предприятий и 40% ТЭС. В целом по стране газ поставляется 55 тыс. конечным потребителям в 25 коммунах, где он составляет 15-25% от общего объема потребления энергоносителей. В связи с увеличением применения газа в промышленности, его потребность к 2010г. возрастет в 5 раз. Она достигнет 4900 млн.куб.м. и сохранится на том же уровне до 2020г.

Газораспределительная сеть в Швеции несколько увеличилась в 2001г. Было построено три новые ветки трубопровода до Vallberg, Ranneslov и Vaxtorp на юге провинции Halland. Газопровод проложила компания Sydgas (входит в Sydkraft), его мощность достаточна для выработки 4300 мвтч. энергии, что полностью изменило ситуацию с приоритетными видами горючего в этих областях. В 2002г. компанией Sydgas будет принято решение о строительстве нового газопровода в Швецию. Растущая потребность в электроэнергии и улучшение конкуренции между поставщиками газа являются движущей силой для принятия такого решения. Компания занимает доминирующее положение в распределении природного газа в Швеции и имеет единственного поставщика – датский концерн Dong, соглашение с которым истекает в 2005г. Шведская сторона не удовлетворена тем, что датчанам никто не составляет конкуренцию и ведет переговоры с тремя другими поставщиками.

Не исключено, что новый газопровод станет ответвлением магистрали, которая возможно будет построена (при условии решения вопроса с финансированием) к концу 2008г. из Норвегии в Польшу. В 2001г. Норвегия заключила соглашение о поставке в Польшу 74 млрд.куб.м. природного газа в течение 16 лет на 100 млрд.норв.крон. Это означает, что вдоль шведского побережья будет построен газопровод длиной 1100 км. Рассматривается также два альтернативных пути прокладки газопровода через территорию Дании.

Норвегия возлагает большие надежды на возрастающие продажи природного газа по мере истощения нефтяных месторождений в Северном море. В 2000г. страна экспортировала 50 млрд.куб.м., в 2001г. ожидается рост до 60-70 млрд.куб.м. и дальнейшее возрастание до 120 млрд.куб.м. в год в ближайшие 10-15 лет. Целью является захватить 30-40% рынка газа у наиболее крупных потребителей, таких как Франция, Бельгия и Германия.

Альтернативой является проект Mid-Nordic Gas Pipeline, половина проектно-изыскательских



работ которого финансируется за счет средств ЕС. Проект предложен норвежской компанией Stangass AS Trondheim и предполагает строительство газопровода длиной 850 км., мощностью 5 млрд.куб.м. в год (30-40 твтч. энергии в год) из Норвегии через территорию средней Швеции в Финляндию. Планируется, что доля Финляндии в потреблении газа составит 4 млрд.куб.м. (будет использован в промзоне Pohjolan Voima при производстве электроэнергии и тепла), Швеции — 1 млрд.куб.м. В случае благоприятного заключения экспертов в начале 2002г., уже к 2009г. новый газопровод будет функционировать на территории Швеции и через год достигнет Финляндии.

Российский «Газпром» и финский Fortum планируют построить газопровод от **российских** месторождений через Балтийское море в Западную Европу. Проект Nordic Gas Grid потребует создания консорциума с несколькими большими энергетическими компаниями ФРГ, Франции, Великобритании и других европейских стран. Общая стоимость проекта оценивается в 30 млрд.шв.крон, вероятный срок реализации — 2010г. Пропускная способность составит 20 млрд.куб.м. в год. Газопровод пройдет по финской территории, далее по дну Балтийского моря до ФРГ. Планируется, что его конструкция будет допускать создание впоследствии ответвлений к другим странам (в т.ч. Швеции).

На этом фоне, когда реальный сектор экономики пропагандирует внедрение природного газа, «крупный внутренний игрок вышел из отрасли». Vattenfall продал 18 июня 2001г. крупный пакет акций в VattenfallNaturgas, которая являлась естественным монополистом в своей области, компании Ruhrgas, Statoil, Fortum и датскому поставщику Dong. В покупку входит газопровод Мальме-Гетеборг, который соединяет Западную Швецию с датским месторождением в Северном море. Новая компания получила название Nova naturgas.

Три энергетические компании — Birka, Vattenfall и Sydkraft — имеют доминирующее положение на рынке — на них приходится 80% производства и 70% потребителей (доля Vattenfall в производстве составляет 50%).

Общее потребление всех видов энергоресурсов в Швеции в 2001г. составило 627 твтч. (расчет проводился в соответствии с рекомендуемым ООН методом для международной статистики.). Статистическое увеличение по сравнению с пред. г.(587 твтч.) связано с на 20% более теплым, чем обычно, зимним периодом в 1999-2000гг., что сократило потребление энергии на отопление жилых зданий. Суммарное энергопотребление в Швеции вырастет к 2003г. на 4,6% по сравнению с уровнем 2000г. Структура поступления энергоносителей на шведский рынок остается практически неизменной последние 5 лет. Объем поступления всех видов энергоносителей на шведский рынок увеличился по сравнению с 1970г. на 36%.

Изменилась структура использования энергоресурсов. Потребление нефти и нефтепродуктов, составляющее в 1970г. 77% от всего объема, сократилось до 33%. Эти показатели явились результатом политики Швеции, направленной на сокращение использования нефти, которая была разработана после нефтяного кризиса 70гг. Основное сокращение использования нефти приходится на область производства тепла и электроэнергии.

Это было достигнуто за счет расширения использования атомной энергии и гидроэнергии, производство которых существенно возросло в общем объеме энергоресурсов с 9% до 46%. На ГЭС и АЭС вырабатывается 49,7% и 43,9% всей шведской электроэнергии соответственно, на различного рода ГЭС приходится 6,2% и на ветроэлектростанции — 0,3%.

Швеция не располагает промышленными запасами сырой нефти. 60% ее импорта приходится на регион Северного моря, порядка 10% и 9% — соответственно на Россию и Иран. В 1970г. большая часть нефтепродуктов использовалась в жилищном секторе и сфере обслуживания. В 2001г. акценты несколько изменились, и наибольшее потребление приходится на транспортный сектор — 54%. В 2000г. Швеция импортировала 20,6 млн.т. сырой нефти, за 11 мес. 2001г. — 16,3 млн.т., из них из **России** 6 млн.т. Снижение потребления нефти объясняется высокими ценами на топливо в начале года, а также с падением спроса промышленности во II пол. 2001г., связанным с ослаблением конъюнктуры мирового рынка. К 2003г. потребление нефти возрастет на 3-5% по отношению к 2000г.

Доля использования твердого топлива (уголь, кокс) в энергопотреблении сохраняется стабильным на уровне 1970г. и составляет 4%. Шведский импорт угля в 2000г. был 2,8 млн. тонн, за 11 месяцев 2001г. — 2,58 млн.т., из них из **России** — 290 тыс.т. (11%). Швеция импортирует уголь из семи стран: Польши, США и Австралии (по 25% из каждой страны), а также России, Канады и Венесуэлы. К 2003г. импорт угля вырастет на 7,7% по отношению к 2000г.

За этот же период на 6,2% увеличится потребление биотоплива, которое будет производить до 16% от всего энергоснабжения страны к 2003г. Эти энергоносители производятся в основном в Швеции. Они применяются в леспроме, районных котельных, для теплоснабжения жилых односемейных домов, производства электроэнергии.

Согласно Директиве ЕС, Швеция приняла специальный закон о природном газе, который вступил в силу 1 авг. 2000г. Страна открыла свой рынок газа для всех потребителей, имеющих годовой расход газа не менее 25 млн.куб.м. Реформа затронет на данном этапе 3-4 шведских предприятия (47% всего рынка), которые могут свободно выбирать себе поставщиков природного газа. В 2003г. право свободного определения поставщика газа получают организации, потребляющие в год не менее 15 млн.куб.м. С 1 янв. 2006г. шведский рынок природного газа будет полностью открыт для свободной конкуренции.

Доля потребления природного газа в общей структуре энергоносителей составляет 2%. Весь импорт природного газа осуществляется из Дании и в 2000г. составил 831 млн.куб.м., за 11 месяцев 2001г. — 741 млн.куб.м.

Доля ветроэнергетики в Швеции является незначительной, 0,5 твтч., но правительство проводит активную политику на привлечение в этот сектор дополнительных инвестиций. Министр промышленности Бьерн Розенгрен полагает, что ветряные станции уже в ближайшее время при полномасштабном строительстве способны дать до 20 твтч. Официальная цель правительства — достичь уровня производства 10 твтч. в год к 2010г. С

2003г. планируется ввести новый механизм т.н. продажа «зеленых сертификатов», который будет в течение 5 лет стимулировать потребителей приобретать электроэнергию, выработанную с использованием возобновляемых источников энергии (ГЭС, биотопливо, ветроэнергетика).

Компания Bohus Energi – дочернее предприятие датского концерна World Wide Wind, ведет предварительное изучение возможности строительства крупного парка мощностью 20втч. из 2700 ветроэлектростанций на северо-восточном побережье Швеции. Основная проблема – отсутствие электросетей достаточной мощности, чтобы передавать электроэнергию на юг Швеции, в районы расположения основных потребителей. Другое препятствие – малые производственные мощности шведских фирм, которые могут изготавливать не более 600 ветроэлектростанций в год.

Производство и потребление электроэнергии в Швеции, твтч.

Прогноз

	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.	2002г.	2003г.
Общ. произв. электроэнерг.	154,2	150,5	140,4	157,6	140,73	139,29
в т.ч. гидроэлектростанции	73,6	70,4	76,4	78,3	66	64,2
АЭС	70,5	70,2	54,8	69,2	64	64
ТЭС	9,8	9,5	8,8	9,6	10,2	10,4
Др., ветроэлектрост. и пр.	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,7
Потребл. электроэнерг.	143,9	143,4	146,6	150,2	150,1	151,1
Импорт	6,2	8,5	18,3	-	-	-
Экспорт	16,6	16,1	13,6	-	-	-
Импорт-Экспорт	-10,4	-7,6	4,7	-7,4	9,3	11,8

С 1996г. в Швеции существует свободный рынок электроэнергии. Покупатель может свободно выбирать поставщика электричества, как внутри страны, так и за рубежом. Для организации торговли электроэнергией в североевропейских странах создана специальная биржа NordPool. В дек. 2001г. КЕС поставила задачу в целях повышения конкуренции на рынке электроэнергии довести в каждой из стран ЕС долю импортируемого электричества до 10% к 2006г.

При конкурентоспособных ценах существуют 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.** Импорт электроэнергии осуществляется также из Дании, Норвегии, Польши и Германии. После закрытия в 1999г. реактора «Барсебек-1» в Швеции осталось в эксплуатации 11 атомных установок. Закрытие последнего реактора АЭС «Барсебек-2», которое ранее планировалось на 2001г. перенесено на осень 2003г. Сегодня в Южной Швеции для поддержания эффективного баланса ощущается нехватка в 500 мвтч. Восполнить нехватку энергии из Германии уже затруднительно; Норвегия также не имеет значительного экспортного потенциала; Дания, как и Польша, использует угольные ТЭС, что для Швеции при импорте является нежелательным, с точки зрения охраны окружающей среды.

Это дает хорошие предпосылки для экспорта электроэнергии в Европу из России, Беларуси и Украины, где уровень цен ниже. Германия, которая является сегодня самым крупным энергетическим рынком Европы, при закрытии 1/3 производственных мощностей в ближайшие десятиле-

тия вынуждена будет обратиться к импорту энергии из низкостоймых стран.

Средняя цена на электроэнергию на спотовом рынке NordPool поднялась в 2001г. до 21,1 эре/квтч. по сравнению с 12 эре/квтч. в 2000г. Повышение цен объясняется ростом цен на нефть, газ, уголь в начале года, возвращением к нормальному уровню количества выпадаемых осадков в районах ГЭС, снижением курса национальной валюты по отношению к доллару, а также изменениями в налоговой системе Дании. Росту цен способствовала также энергетическая политика Швеции, рост налогообложения, особенно на электроэнергию, потребляемую частными хозяйствами. За последние 5 лет налогообложение использования электричества для этих потребителей возросло на 134% до 12,8 млрд. шв. крон.

Россия продолжает оставаться основным поставщиком обогащенного урана в Швецию, где занимает порядка 20% рынка. За 11 месяцев 2001г. поставки ядерного топлива из России оцениваются в 18т., что соответствует среднему уровню последних лет.

В 2001г. сохранилась активность шведских энергетических компаний по покупке предприятий зарубежного энергетического комплекса. Рост основного капитала до 40 млрд. шв. крон вывел шведское государственное энергетическое предприятие Vattenfall в число крупнейших игроков, сделав ее одной из самых больших и быстро растущих шведских компаний. Это осуществлялось за счет покупки нескольких энергетических предприятий в ФРГ и Польше. Эти страны стали более привлекательным рынком для компании, чем традиционный рынок в Скандинавии. В связи с заключенными договорами продажи Vattenfall увеличились с 28 до 96 млрд. шв. крон в год, количество потребителей – с 2 до 6 млн. соответственно. Vattenfall продолжает формирование куста энергетических предприятий Neue Kraft в Германии, который занимает третье место по мощности в стране.

Шведский энергетический концерн Sydkraft инвестировал 400 млн. шв. крон в парк ветроэлектростанций из 60-90 установок, которые будут смонтированы на искусственно созданных островах вблизи датского побережья. Общая стоимость проекта – 2 млрд. шв. крон, годовая производительность соизмерима с четвертью мощности одного реактора АЭС «Барсебек». Ветропарк будет готов к 2003г. Помимо Sydkraft (20%), его владельцами будут датское предприятие по производству электроэнергии Energi E2 (50%) и датское нефтегазовое предприятие Dong (30%). Новый ветропарк позволит снизить выбросы Дании на 300 тыс. т. углекислого газа, 500 т. оксидов серы и 440 т. угарного газа. Sydkraft продолжает поиск природоохранных энергетических инвестиций в Дании, Норвегии и Польше. В начале 2002г. будут приобретены 20 теплостанций в Дании на 200 млн. шв. крон.

Иностранные инвесторы проявляют интерес к рынку Швеции. В нояб. 2001г. финский концерн Fortum приобрел 50% в третьей по величине шведской энергетической компании Birka Energi. Компания обслуживает 830 тыс. покупателей электроэнергии и имеет значительные основные средства в виде электростанций и распределительных сетей. И результате покупки Fortum стал второй

крупнейшей энергетической компанией в Северных странах после Vattenfall.

Американский энергетический гигант TXU также заявляет о намерениях серьезно увеличить свое присутствие в Скандинавии. TXU планирует увеличить в 2 раза мощности электростанции (к 2001г. – 800 мвт.), а также приобрести 20-100 тыс. розничных покупателей электроэнергии, прежде всего в Швеции, путем покупки коммунальных предприятий.

### ЮГОСЛАВИЯ

Совокупное потребление энергоносителей в стране оценивается в 18 млн.т. в пересчете на нефть. Половина приходится на уголь (в производстве электроэнергии используется 90%), на нефть и нефтепродукты приходится 33%, природный газ 13%, гидроэнергию 5%. В совокупном конечном потреблении энергоносителей на долю жидких видов топлива приходится 50%, электроэнергии 20%, газовых видов топлива 16%, твердых видов топлива 15%. Свыше 60% энергоносителей Югославия импортирует.

Общая установленная мощность всех электростанций Югославии составляет 9 тыс.мвт., в т.ч. ГЭС – 3,7 тыс.мвт., ТЭС – 4,9 тыс.мвт., местные станции – 0,3 тыс.мвт. Свыше 90% всех мощностей находятся в Сербии.

Годовое производство электроэнергии составляет 34 млрд.квтч., в т.ч. на ГЭС 12 млрд.квтч., ТЭС 22 млрд.квтч. Совокупный гидропотенциал оценивается в 16 тыс.гвч. в год. Используется 11 тыс.гвч. (70%).

Гидроэнергетическая система представлена проточными ГЭС (30 агрегатов) мощностью 1822 мвт., аккумуляционными ГЭС (17 агрегатов) – 368 мвт. и реверсными ГЭС (2 агрегата) – 614 мвт.

Все станции построены в 1955-87гг. (за исключением 2 дополнительных блоков на ГЭС «Джердап»). Средний срок эксплуатации свыше 25 лет.

ГЭС «Джердап» построена при техническом и экономическом содействии СССР в 1972г. на условиях государственного кредита. Мощность станции 1,1 тыс.мвт. (6 блоков по 180 мвт.). В начале июня 2002г. исполнилось 30 лет с пуска в эксплуатацию. На ее долю приходится 35% установленных мощностей электроэнергетики страны. Поставщиками оборудования на ГЭС являлись «Электросила» и «Ленинградский металлический завод». Задача реконструкции станции – увеличение ее мощности на 15% и продление срока эксплуатации. Критические сроки реконструкции 2003-2009гг.

Термоэнергетика представлена 8 ТЭС, работающими на угле («Никола Тесла»-А, «Никола Тесла»-Б, «Колубара»-А, «Морава», «Костолац» А и Б, «Косово» и «Плевля»). Совокупная их мощность 4,5 тыс.мвт. Кроме того имеются 4 ТЭЦ, работающие на природном газе и мазуте (Нови Сад, Зренянин, Сремска Митровица, Белград), мощность 450 мвт.

Первый термоблок пущен в эксплуатацию в 1956г. («Колубара» – А1), а остальные до 1985г., за исключением ТЭС «Костолац»-Б – в 1991г. Станции в среднем выработали по 130 тыс.час., а некоторые свыше 250 тыс.час.

Вследствие физического износа оборудования, вынужденного и планового его ремонта, установленные мощности используются на 50%.

ТЭС «Морава» (108 мвт.), «Костолац» Б2 (320 мвт.), «Колубара» А5 (190 мвт.) находятся вне эксплуатации свыше года из-за поломок и последствий бомбардировок НАТО. Ряд ТЭЦ (Нови Сад, Нови Белград) работают с перебоями из-за недостатка природного газа.

Проекты развития энергетики: строительство малых и средних гидроэлектростанций мощностью от 5 до 50 мвт. Средняя стоимость строительства оценивается в 500 долл. за 1 квт. Определено 9 мест для их строительства. Совокупная мощность 220 мвт. с годовым производством электроэнергии 460 млн.квтч.; строительство мини электростанций. В Сербии определено 700 локаций для них. Общая мощность 400 мвт. с годовым производством 1500 млн.квтч.; с учетом того, что наиболее значительные неиспользованные гидроресурсы находятся на реке Дрина, необходимо совместно с Боснией и Герцеговиной подготовить программу их использования; резервы угля ограничены и невосполнимы. При действующих мощностях ТЭС угля хватит на 50-60 лет. Проблема повышения эффективности (кпд) ТЭС и снижения загрязнения; перевод ТЭС с угля на природный газ; практически все ТЭС требуют ремонта; развитие системы линий электропередач.

По итогам донорской конференции в Брюсселе на развитие энергетики в течение 4 лет намечено выделить 950 млн.долл.

Основные функции по обеспечению качественного снабжения электроэнергией потребителей всех категорий возложены на республиканские электрохозяйства Сербии и Черногории. В рамках этих объединений государственной формы собственности созданы предприятия, на которые возложено функции производства, передачи и распределения электроэнергии. В круг их обязанностей входит также добыча угля, обслуживание ГЭС и ТЭС, транспортировка электроэнергии (высоковольтная система линий передач и распределительная система), производство тепловой энергии и ряд функций, связанных с обеспечением работоспособности всей системы электро- и энергоснабжения.

*Сотрудничество с РФ в области энергетики.* Осуществляется на основе государственного кредита, предоставленного Россией в 1997г. (из 150 млн.долл. кредита 70 млн.долл. приходится на реконструкцию ТЭС и электрохозяйства). Одним из наиболее перспективных объектов будущего сотрудничества является ГЭС «Джердап».

Рабочая группа тендерного комитета по ее реконструкции определилась в целесообразности продолжение переговоров с российскими организациями («Технопромэкспорт» и «Энергомашэкспорт» в составе консорциума с участием югославских организаций МИН, «Минел», «Гоша», «Север»). Ожидается решение тендерного комитета о выборе российского партнера для реализации этого проекта. Одним из обязательных условий участия в реконструкции ГЭС является предоставление финансирования в 100 млн.долл.

Целесообразно продолжить сотрудничество по восстановлению, реконструкции и модернизации энергетических объектов, ранее построенных при экономическом и техническом содействии СССР.

Япония

Электротехническая промышленность относится к числу наиболее развитых отраслей индустрии Японии, внося серьезный вклад, как в обеспечение потребностей внутреннего рынка страны, так и в экспорт высокотехнологической продукции промышленного назначения и широкой номенклатуры потребительских товаров. Неблагоприятная ситуация в экономике страны в электротехнических отраслях проявилась в значительной неравномерности производства различных видов продукции, в т.ч. в изменении тенденций роста объемов производства по некоторым товарным номенклатурам.

Электротехпром

	Электростанции кВт.	Трансформаторы тыс.шт.	Электроинструмент тыс.шт.	Авт.стир. машины тыс.шт.	Эл.холодильники тыс.шт.	Кондиционеры тыс. шт
2000	5 900 000	430	9 900	4 322	4 848	7 500
2001	5 980 000	421	10 020	4 291	4 910	8 137
Темп прир., %	+1,35	- 2,1	+ 1,2	+1,6	+ 1,3	+8,5

  

	Пылесосы тыс.шт.	СВЧ печи тыс.шт.	Факсим. аппараты тыс.шт.	Опто-волоконный кабель тыс.км.	Медный кабель, пров. тыс. тонн
2000	6 700	3 400	5 230	7 840	980
2001	6 800	3 476	5 690	9 230	895
Темп прир., %	+ 1,5	+2,2	+8,7	+17,7	-8,6

В области энергетического машиностроения в 2001г. в Японии продолжились изменения, связанные с действием нового закона о дерегулировании рынка производителей электроэнергии, в соответствии с которым на этот рынок вышли нетрадиционные производители электроэнергии, такие как металлургические, химические, нефтеперерабатывающие и другие компании, имеющие собственные генерирующие мощности. В результате конкуренции на этом рынке 10 крупнейших энергетических компаний Японии снизили тарифы на электроэнергию в среднем на 3,4%. Стоимость электроэнергии для промышленных потребителей составляла в 2001г. 12 иен за квтч. Борьба за снижение издержек производства вынудила энергетические компании сокращать в 2001г. свои капитальные затраты, отказываясь от некоторых заказов на наиболее дорогостоящее оборудование.

По этой причине, а также в связи с действием других факторов (повышением экологических требований к новым энергетическим мощностям, сложностью решения вопросов выделения дополнительных площадей для строительства новых энергоблоков) темпы роста выпуска мощных эле-

ктрогенераторов и другого оборудования электростанций в 2001г. замедлились. Общий объем рынка на комплектное оборудование для электростанций всех типов составил в 2001г. 20 млрд.долл. (сокращение на 9% по сравнению с пред.г.). Большинство заказов на изготовление этого оборудования выполнялось так называемой «большой тройкой»: фирмами «Мицубиси Хэви Индастриз», «Хитачи» и «Тосиба», а также крупными инженерными компаниями страны.

Несколько международных консорциумов с участием японских машиностроительных компаний начали внедряться на этот рынок. К их числу относится консорциум с участием компании «Кавасаки Хэви Индастриз» и одного из крупнейших в Европе производителей тяжелого электрогенерирующего оборудования – фирмы «Асеа Браун-Бовери», Швейцария. Аналогичное соглашение заключили между собой электротехническая японская компания «Фудзи Электрик» и германский электротехнический концерн «Сименс». Активные действия на японском рынке энергетического оборудования проводит итальянская компания «Ансальдо», которая ищет японских партнеров для продажи своего энергетического оборудования японским компаниям из числа независимых производителей электроэнергии.

Компании «Большой тройки» рассматривают различные варианты удешевления своей продукции, в т.ч. с помощью взаимной кооперации в разработках и производстве, путем закупок части оборудования за рубежом, привлечения зарубежных инженерных компаний к выполнению проектных работ. В Японии серийно производится большая номенклатура газотурбинных установок как собственной разработки, так и по лицензии, для энергетики, авиации и судостроения. Основными производителями в этой области являются фирмы «Мицубиси Хэви Индастриз», «Кавасаки Хэви Индастриз», «Исикавадзима-Харима Хэви Индастриз», «Хитачи» и «Тосиба».

Газотурбинные силовые установки для энергетики начали широко использоваться в Японии в связи с модернизацией оборудования тепловых электростанций и их переводом на природный газ, а также внедрением перспективных «систем когенерации» в угольной энергетике. Широкомасштабное внедрение установок когенерации с газовыми турбинами мощностью 150-300 мвт. на угольных электростанциях в Японии началось в 2001г.