

РАЗДЕЛ 4. РЕСУРСНЫЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Внешними факторами развития энергетики выступают, помимо макроэкономической и макросоциологической динамики, также доступные природные ресурсы и экологические ограничения. Особое внимание уделено проблеме взаимодействия энергетики и климата.

4.1. Ресурсная база мировой энергетики

Конвенциональные и неконвенциональные ресурсы нефти

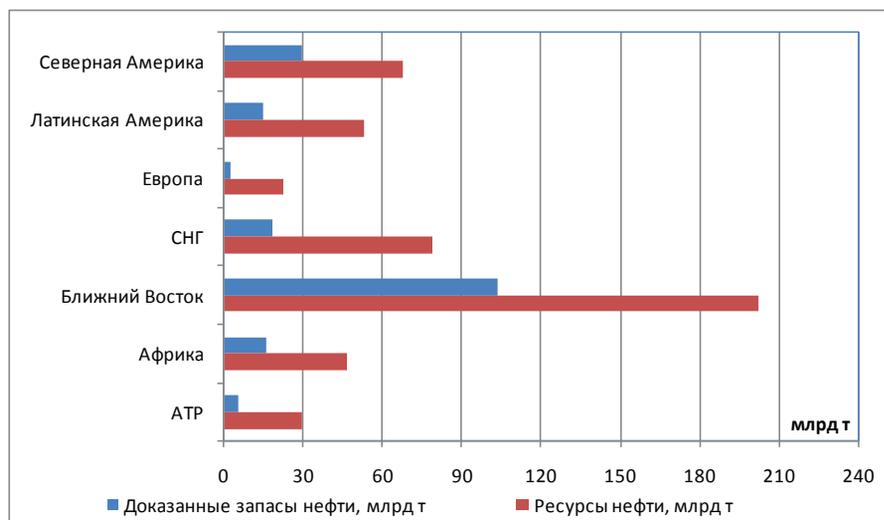
Существуют различные определения понятий «запасы» и «ресурсы». На базе классификации Американского общества инженеров-нефтяников (SPE), Мирового Нефтяного Совета (WPC), Американской ассоциации геологов-нефтяников (AAPG) и Общества по оценке инженеров-нефтяников (SPEE) в 2007 г. была разработана объединенная система Petroleum Resources Management System (PRMS), согласованная с принятой ООН системой UN Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Resources (UNFC). В рамках классификации PRMS – UNFC существует ряд категорий, в том числе 1P (доказанные запасы) и извлекаемые ресурсы.

Доказанные запасы (в России – запасы промышленных категорий $A+B+C_1$) могут быть добыты на современном уровне технологического развития, при этом их добыча может быть экономически оправдана. Доказанные запасы соответствуют вероятности 90%, но фактически доказанные запасы имеют вероятность около 65%.

Извлекаемые ресурсы (в России – перспективные и прогнозныe ресурсы категорий C_2, C_3, D_1 и D_2) – ресурсы, существование которых имеет более или менее значительные геологические доказательства.

Мировые доказанные запасы и извлекаемые ресурсы нефти и природного газа состоят из двух основных категорий – конвенциональных и неконвенциональных. *Конвенциональные запасы* – это запасы, которые могут эффективно разрабатываться с помощью существующих технологий. *Неконвенциональные запасы* – это запасы, для промышленной разработки которых необходимы новые технологии. Следует отметить, что фактически некоторые категории неконвенциональных ресурсов уже могут рентабельно разрабатываться, а термин применяется к ним в силу сложившейся традиции.

Доказанные конвенциональные запасы нефти. Оценки доказанных запасов нефти между различными источниками достаточно однородны и отличаются не более чем на 7-10%, так как все источники опираются на сходную методику и пользуются, насколько это возможно, данными государственной статистики (рис. 4.1). Мировые доказанные запасы конвенциональной нефти составляют, по разным оценкам, 155-175 млрд т при средней оценке в 165 млрд т, что достаточно для 48 лет добычи при ее современном уровне. С учетом неконвенциональных запасов оценки возрастают до 190 млрд т, или на 15% (основной прирост обеспечивается Северной Америкой за счет нефтяных песков Канады, провинция Альберта). Следует отметить, что оценки запасов в тоннах и баррелях не могут быть однозначно сопоставлены из-за существенных различий в плотности нефти на различных месторождениях, которая может достигать 20%.



Источник: расчеты по данным МЭА.

Рис. 4.1. Доказанные запасы и ресурсы нефти

В 1980-2008 гг. доказанные запасы нефти возросли с 90-95 до 165 млрд тонн. Вместе с тем большая часть прироста запасов пришлась на 1980-е гг. и была сосредоточена в странах Персидского залива (Саудовской Аравии, ОАЭ и Иране). Прирост был получен за счет переоценки запасов, а не открытия новых месторождений, а данные о запасах не являются вполне достоверными. В 1990-2000-е гг. обеспеченность запасами (отношение запасов к добыче) имела тенденцию к снижению, хотя и оставалась выше уровня 40 лет. При этом открытие новых запасов в 1960-е гг. превышало добычу в 4,5 раза, в 1970-е гг. –

в 2 раза, в 1980-е гг. добыча незначительно превзошла открытие запасов, а в 1990-2000-е гг. добыча превысила открытие вдвое. Необходимо отметить, что оценки доказанных запасов существенно зависят от коэффициента извлечения нефти, который в среднем по миру составляет 35%. При этом его рост на 1 процентный пункт увеличивает доказанные запасы на 5...6%.

В 2007-2009 гг. наиболее значимым открытием в мировой нефтяной отрасли стало исследование бассейна Сантус в Бразилии. Предполагаемые запасы составляют 3,4-5,5 млрд т, доказанные – 1,5 млрд тонн. Запасы крупнейших месторождений (Тупи) могут превысить 1 млрд тонн. Нефть легкая и малосернистая, высокого качества. Однако месторождение расположено на глубоководном шельфе в предсолевом слое на глубине до 5 км и более при глубине моря до 2000 метров.

Поскольку география запасов не совпадает с географией добычи природного газа, обеспеченность запасами по регионам мира варьирует от 10 лет в Европе (в Северной Америке без учета неконвенциональных видов нефти – 9 лет) и до 82 лет на Ближнем Востоке. В России и странах Центральной Азии обеспеченность запасами ниже среднемировой (30 и 48 лет соответственно).

Доказанные запасы нефти крайне неравномерно распределены по миру (табл. 4.1). На Ближний Восток приходится 54% мировых запасов (если же учитывать только конвенциональные запасы, то более 60%), на другие регионы – менее 10% (только доля Северной Америки достигает 15% с учетом неконвенциональных запасов). При этом только на Саудовскую Аравию приходится до 25% мировых запасов нефти.

Таблица 4.1. Доказанные запасы и ресурсы нефти

Регион	Доказанные запасы		Извлекаемые ресурсы		Изученность, %	Обеспеченность, лет	
	млрд т	доля в мире, %	млрд т	доля в мире, %		запасы	ресурсы
Северная Америка	29,5	15,5	67,8	13,6	43,5	47,6	109,5
Латинская Америка	14,9	7,8	53,3	10,7	28,0	44,4	158,8
Европа	2,4	1,3	22,4	4,5	10,7	10,4	97,0
СНГ	18,6	9,8	78,6	15,7	23,7	30,0	126,7
Ближний Восток	103,3	54,3	202,4	40,5	51,0	82,4	161,4
Африка	16,1	8,5	46,3	9,3	34,8	33,0	94,9
АТР	5,6	2,9	29,2	5,8	19,2	14,7	76,7
Мир	190,4	100,0	500,3	100,0	38,1	48,5	127,3

Источник: расчеты по данным МЭА, USGS (Геологическая служба США), BP Statistical Review of World Energy 2009, ОПЕК Annual Statistical Bulletin 2009, EIA, ИАЦ «Минерал», Oil&Gas Journal.

Объем доказанных запасов в принципе достаточен для поддержания и некоторого увеличения мировой добычи нефти по меньшей мере до 2030 г., даже без учета новых открытий.

Извлекаемые ресурсы нефти. Извлекаемые ресурсы нефти оцениваются в 500,3 млрд т, что достаточно для поддержания современного уровня добычи на протяжении 127 лет. Извлекаемые ресурсы несколько более равномерно распределены по миру, чем доказанные запасы нефти. На Ближний Восток приходится 40% мировых запасов, на Россию и страны Центральной Азии – 16%, на Северную Америку – 14%, на Латинскую Америку – 11%.

Изученность ресурсов нефти (отношение доказанных запасов к извлекаемым ресурсам) существенно варьирует от региона к региону. Если на Ближнем Востоке она достигает 51%, то в Европе – только 11% при среднем по миру значении 38% (Россия и Центральная Азия – 24%).

Обеспеченность ресурсами меняется по регионам мира существенно слабее, чем обеспеченность запасами. Если на Ближнем Востоке она достигает 160 лет, то в АТР не превышает 80 лет.

Объем извлекаемых ресурсов нефти достаточен для поддержания мировой добычи газа по меньшей мере в течение 50-60 лет. Вместе с тем, существует значительная неопределенность относительно объема извлекаемых ресурсов и уровня издержек. Значительная часть извлекаемых ресурсов нефти – нетрадиционная (до 50%).

Неконвенциональные ресурсы нефти. В неконвенциональные запасы и ресурсы нефти входят: 1) нефтяные пески, 2) сверхтяжелая нефть, 3) нефтяные сланцы, 4) жидкие продукты добычи и переработки природного газа и угля. Следует отметить, что часть неконвенциональных запасов разрабатывается уже сегодня; в то же время часть конвенциональных запасов нефти (глубоководные шельфовые месторождения и др.) может быть разработана только с использованием новых технологий, что говорит об условности терминологии.

Нефтяные пески и сверхтяжелая нефть – наиболее освоенный вид неконвенциональной нефти (табл. 4.2). Мировые извлекаемые запасы могут достигать 61 млрд т для сверхтяжелой нефти (около 30% от конвенциональных запасов) и 92 млрд т для нефтяных песков (до 50%), причем в рамках уже разработанных либо разрабатываемых технологий. Наиболее значительные запасы разведаны в Канаде и в Венесуэле (бассейн Ориноко). Тем не менее экономически рентабельные запасы тяжелой нефти и нефтяных песков оцениваются в 170 млрд т при консервативном коэффициенте извлечения в 18%. Только в провинции Альберта (Канада) доказанные запасы составляют 23,5 млрд т, а извлекаемые ресурсы – до 45 млрд тонн.

Таблица 4.2. Ресурсы неконвенциональной нефти, млрд т

Регион	Геологические ресурсы	КИН	Извлекаемые ресурсы, млрд т
Сверхтяжелая нефть			
Северная Америка	26	0,19	5
Латинская Америка	292	0,13	38
Ближний Восток	93	0,12	11
Другие регионы	60	0,13	8
Мир	472	0,13	61
Нефтяные пески			
Северная Америка	237	0,32	76
Латинская Америка	0	0,01	0
Ближний Восток	0	0	0
Другие регионы	162	0,13	21
Мир	399	0,23	92

Источник: МЭА, USGS (Геологическая служба США).

Оценки ресурсов *нефтяных сланцев* существенно различаются, достигая 140 млрд т (60% – в США), но в настоящее время это направление практически не развивается. Кроме того, оценки ресурсов нефти на арктическом шельфе составляют около 13 млрд т, на глубоководном шельфе – от 20 до 40 млрд тонн, причем 70% этих ресурсов находится на шельфе Бразилии, Анголы, Нигерии и США.

Таблица 4.3. Издержки при добыче нефти, долл. за баррель

Регион	Нижняя граница	Верхняя граница	Ресурсы, млрд т
Накопленная добыча	180	367	160
Конвенциональные запасы	146	367	165
Дополнительные ресурсы за счет повышения КИН	100	300	70
Глубоководные шельфовые месторождения	220	300	22
Арктические месторождения	146	367	13
Сверхтяжелая нефть и нефтяные пески	120	370	155
Нефтяные сланцы	140	367	140
Жидкие продукты при добыче угля и газа	180	400	-

Примечание. Указаны общие извлекаемые ресурсы. Данные не совпадают с данными табл. 4.2.

Источник: МЭА.

Добыча всех указанных видов нефти отличается существенно более высокими издержками (до 80 долл. за баррель) по сравнению с конвенциональными видами нефти (10-30 долл. за баррель) (табл. 4.3). Вместе с тем общие запасы всех видов нефти составляют 725 млрд т, что превышает мировую годовую добычу в 180 раз. Таким образом, для мировой нефтяной отрасли действительно актуальной является не проблема физической нехватки нефти, а проблема исчерпания легкоизвлекаемых и удобно расположенных запасов и необходимость перехода к неконвенциональным видам нефти, что неизбежно приведет к росту издержек.

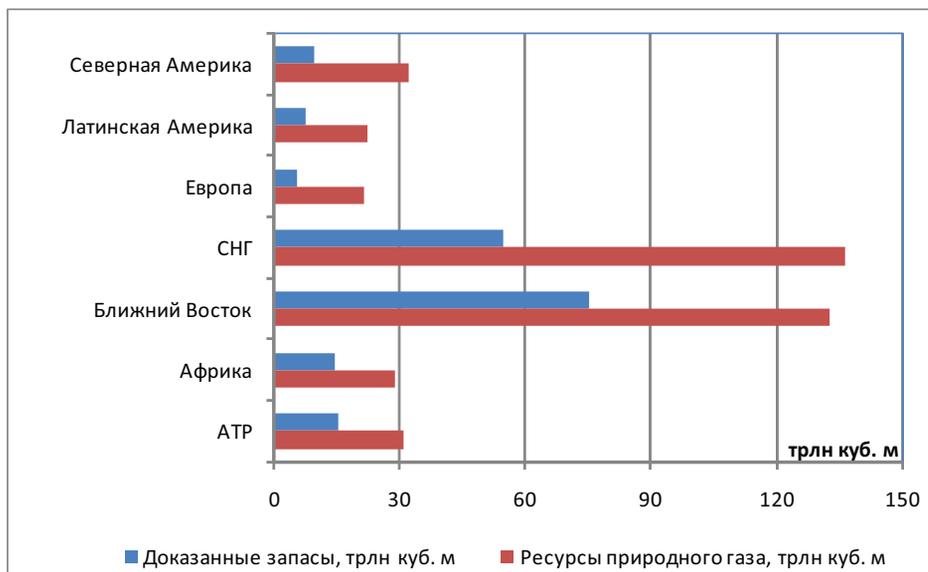
Конвенциональные и неконвенциональные ресурсы природного газа

Доказанные конвенциональные запасы природного газа. Мировые запасы природного газа оцениваются (по состоянию на конец 2008 г., данные МЭА) в 182,4 трлн куб. м, что достаточно для поддержания современного уровня добычи на протяжении 60 лет. С 1980 г. доказанные запасы возросли более чем в 2 раза, а в 2008 г. открытие запасов составило 190% от добычи. В 2008 г. было открыто в общей сложности около 9 трлн куб. м запасов природного газа. Крупнейшие открытия были зафиксированы на месторождениях Южный Иолотань – Осман в Туркмении (6 трлн куб. м, пятое место в мире, первоначально разведано в 2006 г.), Яшлар в Туркмении (0,9 трлн куб. м) и Юпитер в Бразилии; (0,6 трлн куб. м, шельфовое). Кроме того, месторождения с доказанными запасами более 0,1 трлн куб. м были открыты в Иране, Индии, Китае, Индонезии и Бангладеш; 10% открытых запасов находятся на шельфе. Тем не менее из-за быстрого роста добычи в докризисный период обеспеченность запасами (отношение доказанных запасов к добыче) оставалась стабильной с некоторой тенденцией к снижению.

Доказанные запасы практически исключительно конвенциональные; только 4% (7,6 трлн куб. м) приходится на неконвенциональные виды природного газа, преимущественно в Северной Америке. При этом неконвенциональные виды природного газа обеспечивают 12% мировой добычи газа, а обеспеченность их запасами составляет около 20 лет.

Около 38% мировых доказанных запасов природного газа сосредоточено на 10 крупнейших месторождениях, 5 из которых находятся в России. При этом только крупнейшее месторождение Северное (North Field) в Катаре содержит 15,4% мировых запасов природного газа.

Поскольку география запасов не совпадает с географией добычи природного газа, обеспеченность запасами по регионам мира варьирует от 12 в Северной Америке и 18 в Европе до 210 лет на Ближнем Востоке. Россия и страны Центральной Азии занимают положение, близкое к среднемировому, – 64 года (рис. 4.2).



Источник: расчеты по данным МЭА, Cedigaz, USGS.

Рис. 4.2. Доказанные запасы и ресурсы конвенционального природного газа

Доказанные запасы природного газа крайне неравномерно распределены по миру (табл. 4.4). На Россию вместе со странами Центральной Азии приходится 30% мировых запасов, на Ближний Восток – 41%. При этом всего на три страны – Россию, Иран и Катар – приходится более половины мировых доказанных запасов природного газа.

Объем доказанных запасов в принципе достаточен для поддержания и увеличения мировой добычи газа по меньшей мере до 2030 г., даже без учета новых открытий. Вместе с тем неравномерное распределение запасов по регионам может привести к спаду добычи в ряде давно освоенных районов в случае недостаточности капитальных вложений. Это требует освоения новых месторождений и может создавать дисбалансы на региональных рынках.

Извлекаемые ресурсы конвенционального природного газа. Извлекаемые ресурсы конвенционального газа оцениваются в 404,4 трлн куб. м, что достаточно для поддержания современного уровня добычи на протяжении 133 лет. Извлекаемые ресурсы, как и доказанные запасы природного газа, крайне неравномерно распределены по миру. На Россию вместе со странами Центральной Азии приходится 34% мировых ресурсов, на Ближний Восток – 33%.

Таблица 4.4. Доказанные запасы и ресурсы конвенционального природного газа

Регион	Доказанные запасы		Извлекаемые ресурсы		Изученность, %	Обеспеченность, лет	
	трлн куб. м	доля в мире, %	трлн куб. м	доля в мире, %		запасы	ресурсы
Северная Америка	9,5	5,2	32,2	8,0	29,5	12,2	41,4
Латинская Америка	7,5	4,1	22,4	5,5	33,5	52,4	156,6
Европа	5,4	3,0	21,3	5,3	25,4	18,4	72,4
СНГ	54,9	30,1	136,5	33,8	40,2	64,0	159,1
Ближний Восток	75,2	41,2	132,5	32,8	56,8	210,6	371,1
Африка	14,7	8,1	28,7	7,1	51,2	71,4	139,3
АТР	15,2	8,3	30,8	7,6	49,4	37,3	75,7
Мир	182,4	100,0	404,4	100,0	45,1	60,0	132,9

Источник: расчеты по данным МЭА, Cedigaz, USGS.

Изученность ресурсов природного газа (отношение доказанных запасов к извлекаемым ресурсам) существенно варьирует от региона к региону. Если на Ближнем Востоке она достигает 57%, то в Северной Америке не превышает 30% при среднем по миру значении 45% (Россия и Центральная Азия – 40%).

Обеспеченность ресурсами, как и обеспеченность запасами, очень сильно меняется по регионам мира. Если на Ближнем Востоке она достигает 370 лет, то в Северной Америке не превышает 40 лет, а в Европе и АТР – 75 лет (Россия и Центральная Азия – 160 лет).

Оценки извлекаемых ресурсов конвенционального газа отличаются существенно более низкой степенью надежности, чем оценки доказанных запасов. Так, по оценкам Национального газового комитета США, извлекаемые ресурсы только конвенционального газа в США могут достигать 37 трлн куб. м, а в Канаде – 15 трлн куб. м, что более чем в 1,5 раза превышает приведенные в табл. 4.4 оценки. Вместе с тем оценки ресурсов могут быть завышены в силу некорректной экстраполяции благоприятных геологических условий разрабатываемых месторождений на еще не открытые месторождения. Так, по оценкам Национального газового комитета США, извлекаемые запасы шахтного метана в США составляют 4,6 трлн куб. м, а сланцевого газа – 17,4 трлн куб. м, что многократно ниже оценок, приводимых МЭА.

Объем извлекаемых ресурсов конвенционального природного газа достаточен для поддержания и увеличения мировой добычи газа по мень-

шей мере в течение 50-60 лет. Вместе с тем существует неопределенность относительно объема извлекаемых ресурсов, что создает определенные риски.

Извлекаемые неконвенциональные ресурсы газа. В неконвенциональные запасы и ресурсы природного газа входят: 1) газ в плотных породах, 2) шахтный метан, 3) сланцевый газ, 4) газогидраты. На США приходится $\frac{3}{4}$ мировой добычи неконвенционального газа, где она в 2008 г. составила 290 млрд куб. м, или 50,5% от общей добычи.

Газ в плотных породах – это природный газ, заключенный в породах с проницаемостью менее 0,1 миллиарда д. Добывается путем гидравлического фракционирования породы. В США газ в плотных породах является главным видом неконвенционального газа, добыча составляет 190 млрд куб. м/год.

Шахтный метан – это метан, заключенный в угольных пластах. Может добываться как вместе с углем (перед выемкой породы угольного пласта в целях повышения безопасности производится ее дегазация), так и самостоятельно, в обоих случаях – путем бурения многоствольных скважин или гидравлического фракционирования породы. Добыча составляет в США 50 млрд куб. м, в Канаде – 8, в Австралии – 3,5, в Китае – 1,6 млрд куб. м. Доказанные запасы в США составляют 620 млрд куб. м, обеспеченность не превышает 12 лет, однако запасы активно воспроизводятся за счет разведки.

Сланцевый газ – это природный газ, заключенный в различных породах (не только в сланцах в геологическом смысле) с существенным содержанием органического материала, которые являются одновременно источником и ловушкой для сланцевого газа. Может содержаться как в порах различного размера, так и непосредственно в минералах в физически связанном виде. Доказанные запасы в США составляют 930 млрд куб. м при добыче в 57 млрд куб. м и обеспеченности в 12 лет при быстром пополнении запасов за счет разведки. Большая часть добычи осуществляется в бассейне Барретт (Техас). Кроме того, начинается освоение бассейнов Хейнесвилл (Техас и Луизиана), Файетвилл (Арканзас) и Марцеллус (Западная Виргиния, Пенсильвания).

Газогидраты представляют собой соединения воды и метана в твердом виде (для арктических месторождений) или в жидком виде (для морских месторождений). Оценки ресурсов газогидратов снижаются по мере изучения проблемы и в настоящее время составляют 1000-5000 трлн куб. м, в том числе морских – 600 трлн куб. м. По-видимому, ближе к истине нижняя граница оценок. Добыча газогидратов в настоящее время не ведется; высказывается предположение, что при добыче природного газа с обычных месторождений, которые контактируют с газогидратсодержащими породами, происходит диффузия газогидратов в пласты конвенционального газа.

Добыча всех указанных видов природного газа не может производиться только путем бурения скважин, как для конвенциональных видов газа. Трудноизвлекаемые запасы требуют измельчения породы и бурения большого количества скважин. Для этого, в свою очередь, необходимы значительные земельные площади, объемы воды, энергии и оборудования. Плотность ресурсов неконвенционального природного газа составляет 0,2-3,2 млрд куб. м на 1 кв. км (при коэффициенте извлечения около 8-30%), в то время как для конвенциональных запасов она составляет 2-5 млрд куб. м на 1 кв. км и более (при коэффициенте извлечения 60-80%). Как следствие, эффективная плотность ресурсов неконвенционального природного газа оказывается в 7-15 раз ниже. Вместе с тем технологический прогресс позволил снизить себестоимость добычи неконвенциональных видов газа до уровня, близкого к конвенциональным, а иногда даже ниже.

Оценки запасов и особенно ресурсов неконвенционального газа отличаются низкой степенью достоверности и подробности в связи с их слабой геологической изученностью. Вместе с тем, очевидно, что ресурсы неконвенционального газа существенно больше, чем конвенционального, и отличаются очень низкой степенью изученности – ресурсы в 100-150 раз превышают доказанные запасы.

Таблица 4.5. Извлекаемые ресурсы неконвенционального природного газа, трлн куб. м

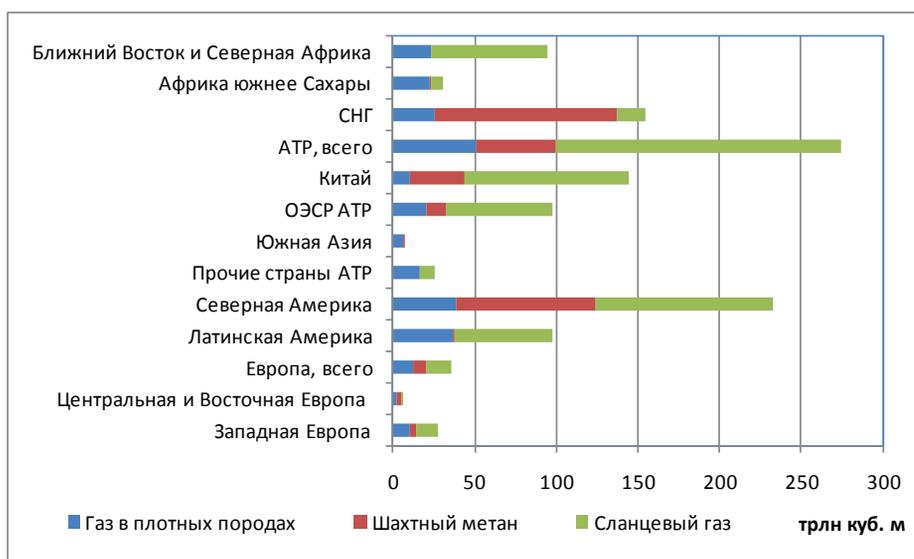
Регион	Газ в плотных породах	Шахтный метан	Сланцевый газ	Всего
Ближний Восток и Северная Африка	23	0	72	95
Африка южнее Сахары	22	1	8	31
СНГ	25	112	18	155
АТР, всего	51	49	174	274
<i>Китай</i>	10	34	100	144
<i>ОЭСР АТР</i>	20	13	65	98
<i>Южная Азия</i>	6	1	0	7
<i>Прочие страны АТР</i>	16	0	9	25
Северная Америка	39	85	109	233
Латинская Америка	37	1	60	98
Европа, всего	12	8	16	36
<i>Центральная и Восточная Европа</i>	2	3	1	6
<i>Западная Европа</i>	10	4	14	28
Мир	210	254	456	920

Источник: расчеты по данным МЭА, Cedigaz, USGS.

По оценкам МЭА, извлекаемые ресурсы неконвенционального газа составляют 920 трлн куб. м (табл. 4.5). При современном технологическом уровне общие извлекаемые запасы природного газа, включая как конвенциональные, так и неконвенциональные, оцениваются в 858 трлн куб. м, из которых 66 трлн куб. м уже добыто. Добыча остальной части неконвенциональных ресурсов (50% их общих ресурсов) требует новых технологий разработки месторождений.

В ресурсах неконвенциональных видов природного газа $\frac{1}{2}$ приходится на сланцевый газ, а по $\frac{1}{4}$ – на шахтный метан и газ в плотных породах.

Наибольшим ресурсным потенциалом по неконвенциональному природному газу обладают США (за счет всех его видов), Китай (за счет сланцевого газа), Россия (за счет шахтного метана) (рис. 4.3). Вместе с тем наибольшее значение эти ресурсы имеют для регионов с ограниченными запасами конвенционального газа. Так, Европа, США и Китай с учетом неконвенционального газа потенциально могут резко увеличить обеспеченность ресурсами и в долгосрочной перспективе снизить зависимость от импорта.



Источник: расчеты по данным МЭА, Cedigaz, USGS.

Рис. 4.3. Извлекаемые ресурсы неконвенционального природного газа

Неконвенциональный природный газ может удвоить мировую обеспеченность ресурсами и обеспечить развитие мировой газовой отрасли в течение всего XXI века при условии освоения уже существующих и создания новых технологий их разработки. Таким образом, для мировой газовой от-

расли сырьевая проблема не является актуальной. Вместе с тем издержки на добычу природного газа могут существенно возрасти по мере освоения более дорогих категорий ресурсов (табл. 4.6).

Таблица 4.6. Издержки при добыче природного газа, долл. за 1000 куб. м

Регион	Нижняя граница	Верхняя граница	Ресурсы, трлн куб. м
Накопленная добыча	20	180	66
Конвенциональные запасы	20	220	55
Газ в плотных породах	100	300	110
Сланцевый газ	110	300	180
Шахтный метан	110	330	90
Высокосернистый газ	120	370	200
Арктические месторождения	140	440	50
Глубоководные шельфовые месторождения	180	400	80

Примечание. Указаны ресурсы, извлекаемые при современном уровне технологий. Как следствие, данные не совпадают с данными таблиц 1.1.5 и 1.1.6.

Источник: МЭА.

Запасы и ресурсы угля

Как правило, данные по запасам угля более надежны, чем по ресурсам нефти и газа. Это справедливо даже для малоразведанных месторождений. Объясняется данный факт особенностями формирования угленосных провинций. В то же время угли характеризуются очень широким диапазоном различий в их свойствах, в том числе в теплоте сгорания.

Суммарные ресурсы угля для мира в целом составляют 6,5 трлн т н.э., а доказанные запасы – 826 млн т н.э. (в 5 раз больше, чем нефти или природного газа). Примерно 85% ресурсов классифицируются как каменный уголь. Наиболее богата ресурсами угля Россия – более 2 трлн т каменного угля, причем более 80% дополнительных ресурсов угля находится в районах Сибири и Дальнего Востока. Для преобразования этих ресурсов в разведанные запасы потребуются значительные инвестиции в геологическую разведку и развитие инфраструктуры.

Поскольку ресурсы угля велики, его добыча может продолжаться несколько столетий. Однако перспективы его потребления в энергетике будут существенно зависеть от ограничений на выбросы вредных веществ. Боль-

шие разведанные запасы угля делают излишним дополнительное исследование угольного потенциала по всему миру.

Около 30% разведанных запасов угля сосредоточено в Северной Америке (преимущественно в США), 28% – в бывшем СССР (в том числе 20% – в России), 14% – в Китае. Минимальными запасами обладает Ближний и Средний Восток. При существующем уровне добычи мировые разведанные запасы угля будут исчерпаны через 120 лет. Но существует значительный потенциал доразведки запасов, поэтому ресурсная проблема перед мировой угольной отраслью, в отличие от нефтяной и газовой, не стоит.

Спецификой распределения запасов угля по регионам мира является то, что география запасов в значительной степени совпадает с географией добычи и потребления, в отличие от запасов нефти. Это делает уголь приоритетным видом топлива для обеспечения энергетической безопасности целого ряда ведущих стран мира (по крайней мере, в рамках топливной энергетики).

Запасы и ресурсы урана

Уникальность урана как энергетического топлива определяется зависимостью величины ресурса не только от содержания в объеме месторождений, но и от технологии использования. Ресурсы природного урана условно разделены на два вида – уран-235, используемый в реакторах на тепловых нейтронах, и уран-238, используемый в быстрых реакторах как добавка к плутонию.

Разведанные запасы урана оцениваются в 5,5 млн т, в том числе 1,77 млн т со стоимостью извлечения до 40 долл./кг и 1,57 млн т со стоимостью извлечения 40–130 долл./кг. Около 23% разведанных запасов приходится на страны СНГ (Казахстан, Узбекистан, Россию и Украину), по 22% – на страны Африки (прежде всего на Южно-Африканскую Республику, Нигер и Намибию) и Австралию (в том числе 40% запасов со стоимостью извлечения менее 40 долл./кг), 21% – на Северную Америку.

Прогнозные ресурсы урана оцениваются в 2,52 млн т, спекулятивные ресурсы – еще в 7,54 млн т (включая 4,56 млн т со стоимостью извлечения до 130 долл./кг и 2,98 млн т с неопределенной стоимостью). Суммарные ресурсы природного урана-235 оцениваются в 13,4 млн т, в том числе разведанные запасы и прогнозные ресурсы – в 5,86 млн т (табл. 4.7).

Прогнозные ресурсы природного урана разделены на семь категорий:

- 1) разведанные запасы (<40 долл./кг),
- 2) разведанные запасы (40–80 долл./кг),
- 3) прогнозные ресурсы (40–80 долл./кг),
- 4) разведанные запасы (80–130 долл./кг),
- 5) прогнозные ресурсы (80–130 долл./кг),
- 6) спекулятивные ресурсы (<130 долл./кг),
- 7) спекулятивные ресурсы (с неопределенной стоимостью извлечения).

Таблица 4.7. Ресурсы урана-235 по категориям для регионов мира, млрд т н.э.

Категория	Регион										
	СА	ЕВ	ЯК	АЗ	СР	ЛА	БВ	АФ	КТ	ЮА	Мир
1	3,5	0,0	0,0	9,2	4,8	1,9	0,6	2,5	0,5	0,0	23,0
2	2,1	0,2	0,0	0,1	4,3	0,3	0,3	2,9	0,7	0,1	10,8
3	11,6	0,1	0,0	0,0	5,2	4,0	0,5	0,6	0,0	0,0	22,1
4	3,4	0,2	0,1	0,1	0,8	0,0	0,0	4,2	0,1	0,7	9,6
5	6,9	0,3	0,0	0,0	1,5	0,2	0,1	1,4	0,1	0,2	10,6
6	20,9	0,3	0,0	0,0	15,1	3,1	0,1	0,3	19,4	0,0	59,2
7	6,4	3,4	0,0	0,0	3,5	8,8	0,1	14,5	1,7	0,4	38,7
Всего	54,7	4,6	0,1	9,4	35,2	18,3	1,5	26,5	22,5	1,3	174,1

Примечания:

1. Принято, что 1 т урана эквивалентна 13000 т н.э. (среднее значение из рекомендованного диапазона 10000–16000).

2. Здесь и далее: СА – Северная Америка, ЕВ – Европа, ЯК – Япония и Республика Корея, АЗ – Австралия и Океания, СР – бывший СССР, ЛА – Латинская Америка, БВ – Ближний Восток, АФ – Африка, КТ – Китай, ЮА – Южная и Юго-Восточная Азия.

Источник: ИСЭМ СО РАН.

Таблица 4.8. Ресурсы урана-238 по категориям для регионов мира, млрд т н.э.

Категория	Регион										
	СА	ЕВ	ЯК	АЗ	СР	ЛА	БВ	АФ	КТ	ЮА	Мир
1	219,5	0,8	0,0	576,1	297,1	117,6	35,8	156,2	32,3	0,0	1435,2
2	128,5	12,9	0,0	4,1	270,3	18,8	15,8	180,0	41,2	4,1	675,7
3	722,3	8,1	0,0	0,0	327,1	250,3	30,5	40,1	2,9	0,0	1381,3
4	211,5	12,3	5,4	8,9	48,4	1,7	0,4	265,2	3,7	44,0	601,5
5	433,9	17,7	0,0	0,0	91,2	14,7	3,3	87,3	6,4	10,7	665,3
6	1306,5	19,5	0,0	0,0	946,6	192,3	3,7	20,3	1214,0	0,0	3702,8
7	399,8	213,7	0,0	0,0	219,1	548,8	5,0	904,2	105,6	24,0	2420,1
Всего	3421,8	285,0	5,4	589,1	2199,8	1144,1	94,4	1653,4	1406,1	82,9	10881,9

Источник: ИСЭМ СО РАН.

При использовании урана в реакторах с быстрыми нейтронами и при использовании замкнутого цикла использования ядерного топлива ресурсы урана-238 существенно возрастают. При использовании традиционных

ядерных технологий, ресурсы урана относительно невелики – меньше разведанных запасов нефти и газа. Однако при использовании перспективных технологий и безотходного ядерного топливного цикла ресурсы урана-238 (табл. 4.8) могут служить основой мировой энергетики на сотни лет вперед.

Ресурсный потенциал возобновляемой энергетики

К возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) относят солнечную энергию, энергию биомассы, ветра, рек, приливов, волн, геотермальную энергию, а также рассеянную тепловую энергию. Принято различать теоретический (валовой или природный), технический и экономический потенциал энергоресурсов.

Теоретический (валовой или природный) потенциал – это максимально возможный объем использования энергоресурса данного вида (другими словами, это суммарная энергия, заключенная в данном виде энергоресурса). Теоретические ресурсы большинства видов первичной энергии на Земле огромны. Однако только часть из них может быть извлечена существующими и перспективными технологиями для последующего использования.

Технический потенциал – это часть теоретического потенциала, которая может быть практически использована при существующем уровне развития науки и техники. Технический потенциал существенно, как правило на два-три порядка и более, меньше теоретического (валового), но он постоянно расширяется по мере совершенствования оборудования и освоения новых технологий.

Экономический потенциал – это часть технического потенциала, освоение которого экономически оправдано в настоящее время при существующем уровне цен на оборудование и материалы, рабочую силу и конкурирующие энергоресурсы. Он также изменяется с течением времени по мере изменения технико-экономических характеристик технологий извлечения и конъюнктуры мировых цен на альтернативные энергоресурсы.

Энергия биомассы. Технически реализуемые ресурсы биомассы для энергетики составляют 6,6–10,7 млрд т н.э./год. По мнению других авторов, эта величина завышена. По нижней оценке, технические ресурсы биомассы составляют 2,2 млрд т н.э./год (табл. 4.9). Основная причина расхождений в оценках – различие подходов к идее создания крупных «энергетических плантаций».

Имея в виду продовольственную проблему из-за роста численности населения Земли и уровня жизни, трудно ожидать в будущем отвода больших участков плодородных земель под энергетические биоплантации. Перспективы радикального повышения урожайности неясны.

Таблица 4.9. Экономические ресурсы биомассы для регионов мира, млн т н.э./год

Регион	Категория			Всего
	1	2	3	
СА	70	110	100	280
ЕВ	40	35	50	125
ЯК	3	15	7	25
АЗ	5	5	5	15
СР	65	125	70	260
ЛА	205	250	100	555
БВ	15	10	5	30
АФ	190	90	25	305
КТ	85	15	70	170
ЮА	275	85	95	455
Мир	953	740	527	2220

Источник: ИСЭМ СО РАН.

Объемная энергоемкость сухих биоматериалов обычно в 3–4 раза (а сырых в 5–7 раз) меньше, чем угля. Это дополнительно увеличивает трудоемкость и стоимость сбора, доставки и использования биотоплива. Стоимостные характеристики ресурсов биомассы: первая категория – до 100 долл./т н.э., вторая – 100–130 долл./т н.э., третья – 130–180 долл./т н.э. (в долларах 2000 г.).

Гидроэнергия. Дешевыми (категория 1) считаются гидроресурсы, обеспечивающие производство электроэнергии со стоимостью не выше чем тепловые электростанции на угле. Для более дорогих ресурсов стоимость электроэнергии возрастает в 1,5 раза и более (до 6–7 цент/кВт·ч). Почти 94% из еще не используемых дешевых гидроресурсов сосредоточено в пяти регионах: бывшем СССР, Латинской Америке, Африке, Южной и Юго-Восточной Азии и Китае (табл. 4.10). Вполне вероятно, что при их освоении возникнет ряд дополнительных проблем, в первую очередь экологических и социальных, связанных, в частности, с затоплением больших территорий.

Таблица 4.10. Экономические ресурсы гидроэнергии для регионов мира, ТВт·ч/год

Регион	Категория			Всего
	1	2	3	
СА	626	243	97	966
ЕВ	569	222	85	876
ЯК	97	38	14	149
АЗ	47	21	7	75
СР	711	274	109	1094
ЛА	1417	569	222	2208
БВ	64	26	9	99
АФ	274	109	43	426
КТ	612	234	95	941
ЮА	583	267	95	945
Мир	5000	2003	776	7779

Источник: ИСЭМ СО РАН.

Особенностью гидроэнергетики России, Латинской Америки, Африки и Китая является большая удаленность районов богатых гидроресурсами от центров потребления электроэнергии. В Южной и Юго-Восточной Азии значительный гидропотенциал сосредоточен в горных районах материка и на островах Тихого океана, где часто нет адекватных потребителей электроэнергии.

Более половины из оставшихся для освоения дешевых гидроресурсов находится в тропической зоне. Как показывает опыт существующих здесь ГЭС, устройство в таких районах крупных водохранилищ неизбежно порождает комплекс тяжелых экологических и социальных (в том числе медицинских) проблем. Гниение водорослей и «цветение» стоячей воды настолько ухудшают ее качество, что она становится непригодной для питья не только в водохранилище, но и ниже по течению реки. В условиях тропического климата водохранилища оказываются источником многих заболеваний (малярия и т.п.).

Учет отмеченных обстоятельств и ограничений может перевести часть дешевых ресурсов в категорию дорогих и даже вывести за пределы экономического класса.

Солнечная энергия. Среднегодовая мощность солнечного излучения в целом по планете равна приблизительно 160 Вт/м². Однако она изменяется в достаточно широком диапазоне в зависимости от широты местности

и природно-климатических условий: облачности, влажности, высоты над уровнем моря, запыленности атмосферы и т.д. В пустынных районах Африки, Австралии, Америки эта величина превышает 250 Вт/м^2 , а в высоких широтах не достигает и 90 Вт/м^2 . В зависимости от величины среднегодового прихода солнечной энергии выделены три категории ресурсов (при переходе от более дешевых к дорогим):

- $2200 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2$ или 8 ГДж/м^2 в год и выше;
- $1650 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2$ или 6 ГДж/м^2 в год;
- $1100 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2$ или 4 ГДж/м^2 в год.

В табл. 4.11 приведена оценка наиболее эффективной экономически части ресурсов солнечной энергии в предположении, что для солнечной энергетики изымается часть территории в соответствующих «солнечных» зонах.

Таблица 4.11. Экономические ресурсы солнечной энергии, ТВт·ч/год

Регион	Категория			Всего
	1	2	3	
СА	555	45	125	725
ЕВ	0	0	40	40
ЯК	0	0	10	10
АЗ	1670	190	30	1890
СР	0	125	210	335
ЛА	555	210	35	800
БВ	5000	210	0	5210
АФ	2780	420	0	3200
КТ	0	20	280	300
ЮА	0	170	85	255
Мир	10560	1390	815	12765

Источник: ИСЭМ СО РАН.

Экономические ресурсы солнечной энергии составляют 12,8 тыс. ТВт·ч/год (из них примерно 4,4 млрд т н.э./год первичной энергии с учетом перспективного КПД преобразования солнечной энергии в электрическую равного 25%), что почти в 10 раз меньше минимальной оценки технического потенциала.

Энергия ветра. Около 25% солнечной радиации, достигающей нижних слоев атмосферы, превращается в кинетическую энергию ветра. Однако только очень небольшую ее часть можно практически использовать. До-

ступные ресурсы ограничены объемом приземной атмосферы над сушей и прибрежными мелководьями высотой примерно 200 м в районах со среднегодовой скоростью ветра более 5 м/с (на высоте 10 м). Значительный ветропотенциал сосредоточен на побережье северных морей России, Канады, Аляски. Это практически необитаемые районы. При использовании ветропотенциала в этих районах потребуется передача электроэнергии на значительные расстояния (тысячи километров).

Технический потенциал энергии ветра оценивается в 15–18 млрд т н.э./год первичной энергии. К дешевым (категория 1) отнесена часть ресурсов, характеризующаяся высокими среднегодовыми скоростями ветра (выше 6 м/с на высоте 10 м) и близостью к потребителям энергии, по мере уменьшения скорости ветра и роста удаленности от центров потребления электроэнергии ресурсы становятся более дорогими. В целом по миру экономические ресурсы энергии ветра оценены в 14,7 тыс. ТВт·ч/год (табл. 4.12) при КПД преобразования энергии ветра 30%.

Таблица 4.12. Экономические ресурсы ветровой энергии для регионов мира, ТВт·ч/год

Регион	Категория			Всего
	1	2	3	
СА	2520	1670	2080	6270
ЕВ	290	290	210	790
ЯК	40	10	20	70
АЗ	420	170	210	800
СР	1000	835	1670	3505
ЛА	725	210	290	1225
БВ	40	20	35	95
АФ	120	170	250	540
КТ	380	170	210	760
ЮА	390	125	125	640
Мир	5925	3670	5100	14695

Источник: ИСЭМ СО РАН.

Геотермальная энергия. Технические ресурсы геотермальной энергии в мире оцениваются в 5 млрд ТДж/год (119 млрд т н.э./год). Эти ориентиро-

вочные оценки характеризуют геотермальные ресурсы как практически неисчерпаемые.

Геотермальные ресурсы можно разделить на четыре группы:

- 1) традиционные гидротермальные (подземные запасы горячей воды и пара);
- 2) нетрадиционные гидротермальные (резервуары горячей воды и пара под аномально высоким давлением на большой глубине);
- 3) петротермальные (теплота, аккумулированная сухими горными породами);
- 4) тепловая энергия магмы.

Ресурсы первой группы давно и успешно используются. Они существенно дешевле остальных. Но их доля в суммарных ресурсах очень незначительна. Кроме того, они являются преимущественно низкопотенциальными. Нет принципиальных технических ограничений на использование нетрадиционных гидротермальных ресурсов (ресурсы второй группы), однако они оказываются очень дорогими.

Освоение технологии извлечения теплоты из сухих горных пород (третья группа ресурсов) еще не вышло из стадии НИОКР. Сейчас очевидно, что эта технология также будет очень дорогой. Наибольшая часть затрат связана с бурением и обустройством глубоких скважин, каждая из которых представляет собой достаточно сложное инженерное сооружение.

Наиболее высокую температуру имеют ресурсы четвертой группы, связанные с магмой. Но их освоения можно ожидать в очень отдаленном будущем, и, видимо, они окажутся еще более дорогими.

Интенсивное освоение в ограниченном районе геотермальных ресурсов, особенно теплоты горных пород, может стимулировать землетрясения (в результате гидравлических разрывов пород и увеличения неоднородности их свойств) и вызывать просадки почвы на больших площадях. Использование геотермальной энергии создает и другие экологические и социальные проблемы, которые обусловлены извлечением из земных недр больших объемов вредных газов широкого ассортимента и рассолов.

Дешевыми считаются традиционные гидротермальные ресурсы (ресурсы первой группы, отнесенные к категории 1). К категории 2 отнесены ресурсы геотермальной энергии второй группы (нетрадиционные гидротермальные ресурсы), к категории 3 – геотермальные ресурсы третьей и четвертой групп (теплота сухих пород и магмы).

В целом по миру экономические ресурсы геотермальной энергии оценены в 5,9 ТВт·ч/год (табл. 4.13).

Таблица 4.13. Экономические ресурсы геотермальной энергии, ТВт·ч/год

Регион	Геотермальная энергия			Всего
	1	2	3	
СА	175	450	695	1320
ЕВ	105	35	65	205
ЯК	50	100	55	205
АЗ	30	20	30	80
СР	65	140	105	310
ЛА	195	555	625	1375
БВ	20	70	40	130
АФ	140	380	350	870
КТ	55	70	55	180
ЮА	175	520	490	1185
Мир	1010	2340	2510	5860

Источник: ИСЭМ СО РАН.

Морская энергия. К числу основных технологий, объединяемых этим понятием, относят использование энергии приливов, волн, течений, преобразование тепловой энергии океана, использование градиента солености, использование морской биомассы. Теоретический потенциал использования энергии океанов и морей огромен, достоверные оценки технического и тем более экономического потенциала отсутствуют.

Резюме

Мировая нефтяная и газовая промышленность обеспечены доказанными запасами до 2030 г. с перспективой продления этого срока до 2050 года. Извлекаемые ресурсы обеспечивают возможность значительного роста добычи природного газа в перспективе 50-60 лет, а для нефти – выхода на длительное плато. Положение с запасами и ресурсами нефти является существенно более напряженным, чем для природного газа. Переход к добыче неконвенциональных видов нефти приведет к существенному росту издержек, в то время как для природного газа рост будет более медленным, а в некоторых случаях издержки могут даже снижаться. Между тем для мировой нефтяной промышленности переход к неконвенциональным запасам является более близкой и острой проблемой. Следовательно, для мировой нефтегазовой промышленности действительно актуальной является не проблема физической нехватки ресурсов, а проблема роста издержек на их

добычу из-за исчерпания легкоизвлекаемых и удобно расположенных запасов. Этот фактор будет усиливать напряженность в отрасли и стимулировать развитие других видов энергетики.

Угольная отрасль не сталкивается с ресурсной проблемой. В атомной энергетике перспективы использования ресурсного потенциала решающим образом зависят от создания реакторов на быстрых нейтронах, позволяющих использовать уран-238. Такой переход позволит использовать 99% природных ресурсов урана и радикально поднять обеспеченность запасами с современного достаточно низкого уровня, но пока сталкивается со значительными техническими сложностями.

Ресурсный потенциал возобновляемой энергетики очень велик, но возможности его использования ограничены существующим уровнем технологий. По мере их развития современная крайне низкая доля экономических ресурсов в общем потенциале будет быстро расти. Таким образом, все отрасли энергетики на современном технологическом уровне сталкиваются с определенными ресурсными проблемами. Технологический фактор является решающим для преодоления этих трудностей, особенно в возобновляемой энергетике.

4.2. Экологические факторы развития мировой энергетики

Развитие мировой энергетики порождает комплекс экологических проблем, которые могут носить как глобальный, так и локальный характер. Они оказывают все возрастающее воздействие на развитие мировой энергетики. В 2010-2050 гг. экологические проблемы могут стать центральными в системе государственного регулирования энергетики.

Локальные экологические проблемы

К локальным экологическим проблемам относятся:

- 1) загрязнение атмосферного воздуха в крупнейших городах при сжигании нефтепродуктов, угля и в меньшей степени природного газа,
- 2) нарушение земель при добыче всех видов топливно-энергетических ресурсов,
- 3) разливы нефти на протяжении всего технологического цикла от добычи и транспортировки (как трубопроводным, так и морским транспортом) до потребления,
- 4) возможные геологические последствия добычи месторождений полезных ископаемых или строительства крупных ГЭС (риски землетрясений).

Указанные локальные проблемы широко распространены во всех регионах мира и оказывают значимое воздействие на состояние окружающей

среды отдельных регионов, а также на перспективы строительства отдельных энергетических объектов. Кроме того, в совокупности такие проблемы могут потребовать государственного вмешательства, обязывающего энергетические компании предотвращать ущерб окружающей среде и населению либо компенсировать его последствия, что может иметь глобально значимые последствия. Так, для мировой угольной промышленности серьезное значение может иметь введение действенных норм состояния атмосферного воздуха в крупнейших городах Индии и Китая, а для нефтяной отрасли – регулирование добычи нефти на шельфе после аварии на платформе BP в Мексиканском заливе. Как показывают эти примеры, на энергетику воздействует не сам по себе ущерб, наносимый окружающей среде, а его отражения в национальной и международной политике, системах регулирования, состоянии рынков.

Особняком стоит проблема радиационной безопасности в атомной энергетике, включая как работу АЭС, так и в особенности проблему захоронения либо утилизации отработанного ядерного топлива (ОЯТ) и радиоактивных отходов (РАО), а также консервации выработавших свой ресурс АЭС. В настоящее время указанная проблема не имеет окончательного решения, несмотря на строительство ряда постоянных хранилищ РАО-ОЯТ в США, России, Финляндии, Швеции.

Проблема глобального изменения климата

Ключевой экологической проблемой мировой энергетики является проблема глобального изменения климата.

Глобальное изменение климата в XX веке является в настоящее время твердо установленным научным фактом. В рамках комплексного процесса изменения климата произошло повышение глобальной температуры на 0,6 °C за 1900-2000 гг. (по сравнению с доиндустриальным уровнем 1800 г. – на 1,0 °C). Рост глобальной температуры весьма неравномерен по регионам мира и наблюдается преимущественно в умеренных и особенно высоких широтах при стабильности температуры в экваториальной зоне. Рост температуры сопровождается комплексной перестройкой климата с увеличением частоты засух и наводнений, снижением количества осадков в ряде регионов мира, включая важные сельскохозяйственные районы, и т.п.

Динамика климатической системы определяется сложным комплексом природных и антропогенных факторов. К числу природных факторов относятся астрономические (изменение положения Земли по отношению к Солнцу и изменения светимости Солнца), геологические (взаимное расположение материков и океанов), а также собственные колебания климатической системы. К числу антропогенных факторов относятся преобразование

земной поверхности, меняющее отражательную способность Земли, а также глобальные выбросы парниковых газов.

Сложное взаимодействие между всеми указанными факторами в настоящее время не до конца изучено. Тем не менее наиболее разработанной и обоснованной гипотезой, объясняющей глобальное изменение климата в XIX-XX вв., является гипотеза антропогенного характера потепления в связи с ростом выбросов парниковых газов. В рамках этой гипотезы подробно исследован физический механизм глобального изменения климата. В рамках моделирования получены результаты, хорошо согласующиеся с глобальным и локальным изменением климата в XX веке. Между тем существующие альтернативные гипотезы, объясняющие изменение климата природными факторами, отличаются несравненно более слабой доказательной базой и не объясняют регионального распределения климатических изменений. По оценке Международной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК, IPCC), вероятность антропогенного характера изменения климата превышает 95%. Таким образом, эта гипотеза достаточно надежна для того, чтобы на ее основе определять приоритеты климатической политики.

В рамках гипотезы антропогенного потепления главным фактором изменения климата являются выбросы CO_2 , CH_4 и ряда других парниковых газов. Несмотря на наличие ряда компенсаторных механизмов, доказано, что выбросы ведут к постепенному повышению их концентрации в атмосфере. В свою очередь, это приводит к поглощению и отражению в атмосфере увеличивающейся части потока инфракрасного излучения Земли, что меняет тепловой баланс земной поверхности и нижних слоев атмосферы. В свою очередь, это приводит к комплексному изменению климата.

Несмотря на то что принципиально механизм изменения климата хорошо изучен, сложность прямых и обратных связей определяет трудности прогноза изменения климата. При фиксированной величине выбросов существует неясность относительно текущего и равновесного уровня концентрации CO_2 , а также реакции климатической системы на это изменение. Кроме того, значительная неясность существует относительно самих объемов выбросов CO_2 .

Тем не менее на основе современных моделей возможно прогнозирование изменения климата и его последствий. В рамках работ МГЭИК показано, что в инерционном сценарии (при продолжении роста выбросов CO_2 на 1,5% в год до 2050 г.) рост глобальной температуры может составить 3,5-6,0 °С. Такой рост будет сопровождаться тяжелыми социально-экономическими последствиями в виде увеличения частоты ураганов, засух, наводнений, затопления ряда прибрежных территорий при подъеме уровня океана, снижения урожайности. Общий ущерб может достигать 1,5-3% мирового ВВП.

Для предотвращения таких последствий необходимо снижение выбросов CO_2 . По современным оценкам, климатическая система сохранит устойчивость при повышении глобальной температуры не более чем на 2,0 градуса по сравнению с современным уровнем. В случае более значительного потепления начнется перестройка климатической системы с трудно предсказуемыми негативными последствиями.

Для удержания роста температуры в пределах 2,0 градуса необходимо стабилизировать выбросы CO_2 на современном уровне до 2030 г. и снижение на 50% к 2050 году. Следует отметить, что эта оценка отличается сравнительно низкой степенью точности из-за неопределенной реакции климатической системы на изменение климата. Суммарно современная антропогенная эмиссия составляют 45-47 млрд т CO_2 -экв./год. Энергетический сектор обеспечивает около 30 млрд т CO_2 -экв./год. Остальную часть дают лесное и сельское хозяйство, фторсодержащие хладагенты, полигонный газ, промышленные технологии, не связанные с получением энергии. Для энергетики такое снижение означает удержание уровня современных выбросов (около 30 млрд т CO_2 -экв. в год) до 2020 г. и их снижение до 14 млрд т CO_2 -экв. в год к 2050 году. Такая задача требует радикального снижения сжигания ископаемого топлива и повышения его эффективности, для чего необходим сложный комплекс технологических и экономических мероприятий.

Международные соглашения по глобальному изменению климата

Экологической проблемой, влияние которой на мировую энергетику все возрастает и будет усиливаться в будущем, стала проблема глобального изменения климата. Для решения этой проблемы в 1992 г. была принята Рамочная конвенция ООН об изменении климата (РКИК ООН), в которой формулировалась конечная цель – предотвращение опасного для человека и природной среды изменения глобального климата – общие принципы и обязательства стран, необходимые для достижения поставленной цели. Киотский протокол к Конвенции конкретизировал количественные обязательства стран на период 2008-2012 гг. и установил международные механизмы сотрудничества по выполнению странами этих обязательств экономически эффективными способами.

Наибольший вклад в глобальный объем антропогенных выбросов дает сжигание углеродсодержащего ископаемого топлива на энергетические нужды. Поэтому главная роль в снижении антропогенных выбросов парниковых газов (ПГ) отводится энергосбережению и повышению энергоэффективности, развитию возобновляемых источников энергии, а в перспективе улавливанию и захоронению CO_2 , образующегося при сжигании топлива на энергетических установках. Этим можно объяснить то, что на первых

местах в списке важнейших мер по ограничению и сокращению антропогенных выбросов в Киотском протоколе (Статья 2) названы повышение эффективности использования энергии, а также развитие и внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в странах-участницах Киотского протокола.

Согласно решению, принятому на Конференции сторон РКИК ООН на Бали в конце 2007 г., новое соглашение должно обеспечить решение следующих задач:

- Новые обязательства должны быть шагом на пути достижения глобальной стратегической цели на 2050 г. – двукратного снижения глобальных выбросов от уровня 1990 года. Развитые страны, согласно Четвертому оценочному докладу МГЭИК, должны снизить выбросы более чем на 80% от уровня 1990 года.

- Разработка и согласование общих контуров «дорожной карты» на пути к поставленной цели до 2050 года. Необходимость этого объясняется тем, что с климатической точки зрения важен суммарный выброс всех парниковых газов в CO_2 -эквиваленте в мире в целом, накопленный за длительный период (например, с 1990 по 2050 г.). Именно кумулятивная величина выбросов ПГ определяет концентрацию CO_2 и других парниковых газов в атмосфере и, соответственно, состояние климатической системы. Поэтому совершенно недостаточно «закрепление» одной точки – 2050 года, важное значение имеет величина выбросов на протяжении всего периода.

- Принятие развитыми странами, включая Россию, обязательств по ограничению и снижению выбросов, максимально приближенных к рекомендациям Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) (снижение выбросов к 2020 г. на 25-40% от уровня 1990 г.).

- Соглашение должно содержать принципы новой финансовой системы. Это должны быть финансовые институты и механизмы, работающие с активным привлечением частного бизнеса и ориентированные на меры по снижению выбросов, на передачу чистых технологий и адаптацию к изменениям климата в развивающихся странах; обладающие и распоряжающиеся большими объемами финансовых средств – порядка 100-160 млрд, долл. в год.

На Конференции сторон Конвенции и Протокола в Копенгагене в декабре 2009 г. не удалось добиться заключения нового соглашения, которое с 2013 г. придет на смену Киотскому протоколу. Возможно, соглашение будет принято в 2010 г. в Мехико. Ясно, что в том или ином виде он будет принят в ближайшее время и что сторонами нового соглашения станут США, Китай, Европейский союз и большинство остальных стран мира. В ходе переговоров в Копенгагене удалось согласовать вопрос о предоставлении значительных финансовых средств развивающимся странам для перехода к низкоуглеродной энергетике, а также о механизмах трансфера технологий, что создает базу для компромисса.

Климатическая политика

В настоящее время в рамках Киотского протокола действует ряд механизмов климатической политики. Хотя после завершения срока действия протокола (2013 г.) они будут изменены, анализ этих механизмов позволяет выявить основные проблемы этого процесса.

Статья 6 Киотского протокола регламентирует Проекты совместного осуществления (ПСО) в странах с переходной экономикой, а Статья 12 определяет аналогичные проекты Механизма чистого развития (МЧР) в развивающихся странах. По Статьям 6 и 12 инвестор из развитой страны может вложить средства в тот или иной проект по снижению выбросов, отвечающий определенным критериям, на территории другой страны. После сертификации проекта в РКИК ООН и верификации его результатов соответствующие национальные органы выпускают разрешения на выбросы (углеродные единицы Киотского протокола), который инвестор может использовать для покрытия своих обязательств по снижению выбросов или же просто продать на углеродном рынке. Как свидетельствуют данные организации Point Carbon³⁵, на проекты по внедрению ВИЭ приходится порядка 30% проектов МЧР, а на проекты по повышению энергоэффективности и энергосбережению – еще 20%.

Еще одним механизмом международной углеродной торговли, который активно поддерживается Всемирным банком, является концепция «Целевых экологических инвестиций» (или «Схема зеленых инвестиций»), которая связывает продажу свободных квот в рамках торговли квотами по Статье 17 с обязательными последующими инвестициями этих средств в проекты и программы, нацеленные на снижение выбросов парниковых газов. Однако в рамках Европейской системы торговли выбросами (ЕСТВ) эти квоты использовать нельзя, поэтому частному бизнесу они малоинтересны. Покупка через межгосударственную торговлю наталкивается на политические барьеры и коррупцию. Общество потенциальных стран-покупателей негативно относится к трате денег налогоплательщиков на покупку квот в странах с переходной экономикой, где избыток квот является не столько результатом специальных проектов по снижению выбросов, сколько следствием экономических проблем. Поэтому применение этого механизма не пошло пока дальше нескольких небольших пилотных проектов в Чехии, Венгрии и Румынии.

Удачным примером интеграции климатической и энергетической политики в рамках единого механизма может служить Европейская система торговли выбросами (ЕСТВ). Главная цель введения системы – обеспечить

³⁵ Point Carbon, 2008. www.pointcarbon.com (учтены только зарегистрированные проекты МЧР).

выполнение Евросоюзом обязательств по сокращению выбросов ПГ в период 2008-2012 гг. экономически эффективным путем. Работа схемы торговли выбросами ЕС регламентируется Директивой 2003/87/ЕС и рядом дополнительных Директив. Правила работы ЕСТВ сочетают административные требования по ограничению и сокращению выбросов CO₂ (квотирование) и санкции за их невыполнение (штрафы) с рыночной возможностью приобретать недостающие квоты на рынке. Схема начала функционировать в январе 2005 года.

В рамках данной схемы квоты на выбросы устанавливаются для каждого предприятия, указанного в Национальном плане распределения разрешений на выбросы. План подается каждой страной ЕС и одобряется Европейской комиссией. Компании, превысившие свои квоты, могут покупать неиспользованную часть углеродной квоты у предприятий, которые перевыполнили свои обязательства по сокращению выбросов. На начальной пилотной фазе (2005-2007 гг.) в ЕСТВ было включено порядка 11 600 предприятий энергетики и энергоемких промышленных отраслей, на которые суммарно приходилось приблизительно 40% выбросов CO₂ на территории ЕС. Фаза 2 (2008-2012 гг.) совпадает с периодом действия обязательств по Киотскому протоколу. Требования по сокращению выбросов и штрафы за их нарушение были ужесточены с учетом анализа результатов первой фазы, а количество компаний, включенных в систему и имеющих квоты на выбросы и задания по их ограничению, выросло до нескольких десятков тысяч. Отметим, однако, что прямой доступ российских компаний в ЕСТВ как продавцов сокращенных выбросов отсутствует и вряд ли появится до 2020 года.

Европейская комиссия предлагает, что Фаза 3 продлится с 2013 г. по 2020 год. Предполагается, что большая длительность периода будет способствовать большей предсказуемости, необходимой для стимулирования долгосрочных инвестиций в сокращение выбросов. Комиссия также предлагает, чтобы в этот период ЕСТВ стала играть центральную роль в достижении целей ЕС в области климата и энергетики к 2020 году. Поэтому крупные электростанции и энергоемкие предприятия выделены в отдельную группу и как бы выведены из обязательств страны, где они находятся. Они будут обязаны участвовать в ЕСТВ и снижать выбросы в ее рамках.

Евросоюз установил целевой показатель снижения промышленных выбросов ПГ к 2020 г. в 21% от уровня 2005 г., объем разрешений в рамках ЕСТВ составит 1720 млн т CO₂-эквивалента. Общее количество разрешений будет сокращаться на 1,74% ежегодно с 2013 года. Если в настоящее время 90% разрешений на выбросы выдается промышленным предприятиям бесплатно, то в 2013 г. приблизительно 60% общего количества разрешений будет продано на аукционах.

Еврокомиссия приняла множество директивных документов для стран-членов ЕС, в первую очередь регламентирующих энергоэффективность различных товаров и услуг. В качестве примера можно указать на «Директиву об экологическом дизайне»³⁶. Эта Директива устанавливает энергетические и экологические требования, которым должна соответствовать энергопотребляющая продукция для продажи на территории ЕС и определяет минимальные стандарты энергоэффективности и другие экологические критерии на основе жизненного цикла продукта. Директива в первую очередь будет применяться к следующим группам товаров:

- отопительное и водогрейное оборудование;
- электродвигатели;
- системы отопления, вентиляции и кондиционирования (ОВК).

Эти требования также применяются к импортируемым продуктам, что поддерживает конкурентоспособность европейских производителей товаров и услуг.

Страны ЕС уже начали принимать протекционистские меры против зарубежной продукции с высокими удельными выбросами парниковых газов при эксплуатации или производстве (по сравнению с некой европейской «нормой» для такой продукции). Особенно активно такие меры принимаются, если эти выбросы в стране-производителе не облагаются налогами или обязательствами по снижению, что дополнительно снижает себестоимость. Будут приниматься все более строгие меры в отношении экологической чистоты продукции, причем эти требования могут применяться даже к импортируемым энергоносителям.

Немаловажно, как будет рассчитываться пограничный налог. Евросоюз предлагает рассчитывать налог на базе среднего уровня выбросов в ЕС при производстве определенного товара. Этот налог планируется применять «к импорту из стран, которые не предприняли сопоставимых действий по противостоянию изменению климата»; он может взиматься на границе, в дополнение к обычным тарифам и таможенным сборам. Отметим, что летом 2009 г. ЕС принял решение о специальных платежах за выбросы CO₂ со всех авиарейсов через аэропорты 27 стран-членов союза.

Система торговли парниковыми выбросами в рамках Киотского протокола в 2009 г. достигла значительных размеров. В рамках МЧР объем соглашений составил 211 млн т CO₂, в рамках ПСО – 25 млн т CO₂. Объем торговли квотами на выбросы парниковых газов составил 155 млн т CO₂. Для сравнения, современные антропогенные выбросы составляют 45-47 млрд т CO₂-эквивалента. Таким образом, киотские механизмы покрывают 1% глобальных парниковых выбросов. В 2009 г. объем торговли на всех углерод-

³⁶ Директива 2005/32/ЕС, о создании базы для требований к экологическому дизайну энергопотребляющего оборудования.

ных рынках (включая как международные, так и национальные и региональные) составил 125 млрд долл. США. Рынок торговли углеродом может превысить 1,3 трлн долл. США к 2020 г. в случае введения национального рынка в США и Японии с 2013 г. в рамках посткиотских соглашений. Кроме того, значительные перспективы связаны с возможным введением в Китае внутреннего рынка торговли углекислым газом с обязательствами по снижению парниковых эмиссий с 2014 г., а с 2012 г. возможно введение налога на выбросы углекислого газа. Кроме того, Республика Корея и Новая Зеландия вводят углеродный рынок в 2010 году. По оценкам различных организаций, для перехода к низкоуглеродной энергетике стоимость 1 т выбросов CO₂ должна достигнуть 100-125 долл., в то время как в рамках существующих соглашений она составляет около 30 долларов. При этом масштаб торговли должен увеличиться в несколько десятков раз.

Климатическая политика и энергетика

В преддверии заключения нового климатического протокола многие страны стараются продемонстрировать свою приверженность климатическим целям. Они разрабатывают национальные планы действий по предотвращению глобального изменения климата. В них заявлены национальные цели по снижению выбросов ПГ к тому или иному сроку, обозначаются приоритетные направления и механизмы достижения этих целей. К сентябрю 2009 г. национальные планы и программы разработали 40 стран (ЕС – 27 стран), в том числе все крупнейшие развитые и развивающиеся страны.

Наиболее активно и последовательно сочетает энергетическую и климатическую политику **Европейский союз**. Основными антропогенными источниками выбросов парниковых газов в Евросоюзе являются предприятия по сжиганию углеродсодержащего ископаемого топлива на энергетические нужды. Свыше 70% сокращения потенциальных выбросов CO₂ от сжигания ископаемого топлива в ЕС может быть достигнуто за счет повышения энергоэффективности и увеличения доли возобновляемых источников энергии. В связи с этим ЕС признал необходимым объединить в единую интегрированную систему климатическую и энергетическую политику. Таким путем должны одновременно обеспечиваться энергетическая безопасность и достижение климатических целей.

Поставлена цель сокращения выбросов парниковых газов странами ЕС на 20% к 2020 г. по сравнению с уровнем 1990 г. и сокращения энергопотребления на 20% от уровня 2005 года. Страны ЕС будут двигаться к поставленной цели даже при отсутствии нового международного соглашения по сокращению выбросов парниковых газов на период после 2012 г., когда закончится срок действия Киотского протокола.

Общая цель для ЕС в целом складывается из национальных целей 27 стран-членов организации. Определение национальных обязательств

внутри ЕС за исключением крупных предприятий энергетики и промышленности, включенных в Европейскую систему торговли выбросами (ЕСТВ) делалось на основании значений ВВП на душу населения. Так, Болгария и Румыния могут увеличить в 2005-2020 гг. выбросы примерно на 20%, а Чехия и Венгрия примерно на 10%. Находящиеся на другом полюсе Швеция, Великобритания, Нидерланды должны будут снизить выбросы более чем на 15%.

Китай, у которого нет ограничений по выбросам парниковых газов и обязательств по их снижению в рамках РКИК ООН и Киотского протокола, тем не менее, принял и реализует Национальную программу по изменению климата. Энергетическая часть программы включает обязательные целевые показатели по снижению энергоёмкости и увеличению доли ВИЭ на период 2005-2010 годов. Только за счет снижения энергоёмкости экономики Китай сможет сэкономить 620 млн т угля, что эквивалентно 1,5 млрд т выбросов CO_2 .

В более отдаленной перспективе будут предприниматься меры по сокращению удельных выбросов CO_2 на единицу ВВП за счет энергосбережения и использования ВИЭ и атомной энергии при снижении потребления угля (эффект порядка 300 Мт CO_2 /год). Доля безуглеродного топлива в совокупном первичном спросе на энергию вырастет до 15% к 2020 году. Китай предпримет усилия по развитию «зеленой», низкоуглеродной, безотходной экономики и усилит исследования, разработки и распространение так называемых «дружественных климату» (climate friendly).

По содержанию и целям к национальным планам по предотвращению глобального изменения климата близки принятые многими странами планы низкоуглеродного/зеленого роста (Low carbon/green growth plan)³⁷.

В **США** принят Закон о чистой энергии и безопасности³⁸ (он же Waxman-Markey Bill). Это всеобъемлющий документ (более 600 стр.), который должен стать детальным национальным планом климатических и энергетических действий США. Он предусматривает сокращение выбросов парниковых газов на 17% к 2020 г. и на 83% к 2050 г. в сравнении с 2005 годом. Осуществить эти планы поможет увеличение доли ВИЭ. К 2012 г. их доля в производстве электроэнергии должна составлять 6% (сейчас 3%), а к 2025 – 25%. Энергобаланс США сильно изменится – доля угля снизится, вырастет доля природного газа (как более чистого по выбросам парниковых газов). В качестве основного подхода к управлению выбросами будет использован принцип «cap and trade» с механизмом аукционной торговли квотами на выбросы. Предполагается внести поправки в широкий круг

³⁷ ClimateWorks Foundation: Low-Carbon Growth Planning: Issues & Challenges. http://www.esmap.org/filez/pubs/915200950005_presentation.pdf.

³⁸ American Clean Energy and Security Act.

действующих законов: Закон о чистом воздухе, Закон о регулировании деятельности электроснабжающих компаний, Федеральный закон об энергетике и т.д.

Одним из конкретных шагов на пути реализации поставленных задач стало принятие в США в 2009 г. новых федеральных Правил «Обязательная отчетность по выбросам парниковых газов»³⁹. Согласно новым Правилам, с 2010 г. вводится требование обязательного учета выбросов парниковых газов от крупных источников (выбрасывающих более 25000 метрических тонн CO₂-эквивалента в год). Данными Правилами будут охвачены приблизительно 13000 объектов, на которые приходится 85-90% объема выбросов парниковых газов в США, в том числе в топливно-энергетическом секторе: предприятия электроэнергетики и нефтегазового сектора, поставщики угля и пр.

Стимулирование возобновляемых источников энергии

Мировой опыт показывает, что без последовательной государственной политики по развитию и внедрению продвинутых низкоуглеродных энергетических технологий, в том числе по разработке и продвижению энергосберегающих технологий, технологий использования ВИЭ нового поколения, невозможно добиться сколько-нибудь заметного прогресса.

По степени разработанности, распространенности и готовности к коммерческому использованию в мировой практике принято условно делить технологии на 3 группы/поколения:

1. Широко распространенные практически конкурентоспособные технологии. Перспектива расширения их использования в будущем обусловлена преодолением различных барьеров, связанных с экологической и социальной приемлемостью соответствующих технологий. *К первой группе* относятся крупномасштабные гидроэнергетические установки, сжигание древесной биомассы, геотермальные технологии, утилизация свалочного газа, тепловые гелиоустановки и ветроэнергетические установки.

2. Технологии, почти готовые к коммерческому использованию, но пока не получившие широкого распространения на рынке. На сегодня рынки для них имеются в небольшом количестве стран в мире, хотя и наблюдается тенденция роста спроса на этих рынках. В большинстве случаев условием более широкого распространения этих технологий и оборудования является дальнейшее снижение их себестоимости. *Ко второй группе* относятся фотоэлектрические установки на кристаллическом кремнии, продвинутое оборудование по утилизации ТБО, шельфовые ветроэнергетические установки, солнечные концентраторы, биодизельное топливо, био-

³⁹ <http://www.epa.gov/climatechange/emissions/ghgrulemaking.html>.

этанол из сахарного тростника и соломы, микро- и мини-гидроэнергетические установки и т.п.

3. Технологии, близкие к завершению разработки и имеющие вероятность потенциального коммерческого использования в отдаленном будущем. Эти технологии не прошли еще демонстрационную стадию в достаточно широком масштабе. Перспективы их внедрения и широкого распространения в будущем зависят в первую очередь от вложений в научно-технические исследования и разработки в соответствующих областях, которые могут быть обеспечены в основном за счет государственных инвестиций.

В третью группу следует включить тонкопленочные фотоэлектрические устройства, органические фотоэлементы на основе нанотехнологий, продвинутые технологии газификации биомассы, пиролиз биомассы, производство биоэтанола из целлюлозы и т.п.

С учетом приведенной выше характеристики состояния отдельных технологий использования ВИЭ и национальных особенностей реализации их потенциала должны применяться разные методы их поддержки. Применяемые в разных странах меры стимулирования развития и внедрения ВИЭ можно разделить на 3 категории: административное регулирование, финансовые стимулы, добровольные и информационные программы.

Важным компонентом государственной политики стимулирования ВИЭ является установление целевых показателей их развития. К началу 2009 г. более 73 стран установили или пересмотрели такие показатели. Это могут быть абсолютные величины производства энергии ВИЭ или с разбивкой по их отдельным видам. Часто устанавливается доля ВИЭ в общем объеме поставок энергии или в выработке электроэнергии и теплоты. Различны временные горизонты достижения целей. Возможна разбивка по секторам экономики и по промежуточным срокам на пути к цели.

Наиболее последовательно в этом направлении продвигается ЕС. В планах ЕС довести уже к 2020 г. долю ВИЭ в совокупном объеме спроса на энергию до 20% при 6,7% в 2007 году⁴⁰. При этом ЕС преследует две главные цели: повысить энергетическую безопасность путем сокращения зависимости от внешних поставщиков энергоресурсов и сократить выбросы CO₂ в рамках политики предотвращения глобального изменения климата.

В 2007 г. ЕС принял дорожную карту в области ВИЭ, которая формулирует принципы достижения поставленной цели. В документе описаны требования к национальным планам действий стран-членов ЕС; детализированы цели по отдельным видам ВИЭ; перечислены задачи, которые будет выполнять Еврокомиссия для реализации планов на общеевропейском уровне; указано, на что в первую очередь должны направить усилия страны-члены ЕС.

⁴⁰ Renewable Energy Road Map.

В Директиве ЕС⁴¹, принятой в 2009 г., установлены согласованные дифференцированные национальные цели для стран-членов ЕС по доле энергии ВИЭ в совокупном объеме конечного энергопотребления в 2020 году. Самый высокий показатель у Швеции – 49%, за ней идут: Латвия – 40%, Финляндия – 38% и Австрия – 34% (включая большие ГЭС). Самые низкие у Мальты и Люксембурга – 10 и 11%. Директива оставляет странам ЕС определенную свободу в выборе инструментов для достижения поставленных целей. Кроме того, страны могут устанавливать повышенные и/или дополнительные целевые показатели. Так, Германия планирует довести к 2020 г. долю электроэнергии из ВИЭ до 30%, а в выработке теплоты – до 14%.

Китай поставил целью утроить мощность ВИЭ к 2020 г. и довести долю ВИЭ в общем объеме первичной энергии до 15%, включая 300 ГВт мощности ГЭС, 30 ГВт – ВЭУ, 30 ГВт – из биомассы и 1,8 ГВт – ФЭУ. Австралия установила цель в 45 ТВт·ч из ВИЭ к 2020 году. Индия увеличила до 14 ГВт объем новых мощностей ВИЭ к 2012 году. В США нет национального целевого показателя, но число штатов, которые имеют такие показатели, выросло в 2008 г. до 46.

Одним из наиболее распространенных и эффективных инструментов поддержки использования ВИЭ стали специальные компенсационные закупочные тарифы (feed-in tariff), действующие в 45 странах. В частности, считается, что успехи Германии в области внедрения ВИЭ во многом обусловлены тарифно-компенсационными соглашениями и гарантиями. При этом время действия тарифов, их величина и временной график снижения компенсационной надбавки и прочие параметры заметно различаются по странам, регионам и по отдельным видам ВИЭ и регулярно пересматриваются. Так, Болгария увеличила срок действия такого тарифа для ФЭУ с 12 до 25 лет. Испания, досрочно достигшая целевого уровня на 2010 г. по ФЭУ, установила 10% понижающий коэффициент для тарифа. Германия сократила тарифную поддержку ФЭУ, но увеличила тарифы для ВЭУ.

В сфере электроэнергетики другим популярным инструментом стало установление для компаний-производителей целевого показателя доли ВИЭ в общем объеме выработки электроэнергии и временного графика его достижения с соответствующими стимулами и наказаниями. Этим инструментом пользуются более 40 стран. В США этот показатель имеется в 27 штатах. Кроме того, в большинстве стран и регионов применяется множество других мер и инструментов: субсидии, льготные кредиты и лизинговые схемы, а также налоговые льготы и освобождения.

Инструментами, которые используются в большинстве стран ЕС, стали меры тарифной поддержки, создание экологических фондов, субсидии, льготные кредиты, налоговые льготы и освобождения. Анализ эффектив-

⁴¹ DIRECTIVE 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources.

ности использованных инструментов в странах ЕС показал, что первостепенное значение имеет правовое регулирование, наличие политических решений о содействии доступу ВИЭ на рынок электроэнергии и меры по экономической поддержке ВИЭ⁴².

Довольно активная и разнообразная политика поддержки развития ВИЭ проводится в США как на национальном уровне, так и на уровне отдельных штатов. Финансовые инструменты (более 200 видов) включают вычеты из подоходного налога, из налогов на корпорации, из налогов с продаж, на собственность, программы компенсации расходов на ВИЭ и льготных займов, грантовые программы и пр.

Добровольные и информационные программы (их число превышает 200) включают программы «зеленых» цен, добровольных «зеленых» сертификатов, информационные кампании. Административное регулирование включает: создание общественных фондов, квоты/доли обязательной генерации из ВИЭ, портфель стандартов по ВИЭ (действует почти в 20 штатах), правила проведения измерений, требования к лицензированию контрактов, сертификацию оборудования, стандарты проектирования и строительства, требования по обязательной закупке «зеленой» энергии и пр. Всего таких документов в США насчитывается более 200.

Energy Policy Act (Закон об энергетической политике), принятый еще в 1992 г. и регулярно пересматриваемый, предоставляет налоговые скидки для ветроэнергетических установок и для топлив с добавкой этанола. Значимость этой поддержки проявилась в 2004 г., когда закончился срок ее действия для ветроэнергетических установок. Финансирование новых установок сразу резко сократилось и восстановилось через год, когда вернули скидки до 2007 года. Лидером в сфере ВИЭ в США является Калифорния, планирующая довести долю ВИЭ в выработке электричества до 33% к 2020 году.

Китай, который активизировал свою политику в области ВИЭ сравнительно недавно, объявил о планах по увеличению доли ВИЭ в энергоснабжении страны с нынешних 7,5 до 15% к 2020 году. На эти цели правительство страны намерено потратить более 265 млрд долл. США, из которых половина пойдет на строительство больших дамб и гидроузлов. Прирост потребления ВИЭ в год составляет до 25%. В китайской политике в области развития ВИЭ можно выделить 3 уровня. На первом уровне государство задает основные цели и направления политики, которые на втором уровне воплощаются в государственные нормативные документы, планы и программы. В частности, регулярно принимаются пятилетние планы развития ВИЭ. Третий уровень составляют практические управленческие действия по помощи в развитии ВИЭ на начальных стадиях.

⁴² Handbook of Renewable Energies in the European Union, 2005.

В январе 2006 г. в Китае был принят новый Закон «О продвижении развития и использования ВИЭ». Он узаконил целый ряд финансовых стимулов – грантов, займов под низкие проценты и налоговых скидок – для проектов внедрения ВИЭ. Государственные энергоснабжающие компании обязываются закупать электроэнергию, выработанную с помощью ВИЭ. Создан «Фонд развития возобновляемой энергетики», который будет поддерживать проектирование и разработку проектов, особенно в сельских районах и на островах. Закон поощряет иностранные инвестиции в ВИЭ. Некоторые провинции Китая, не дожидаясь правительственных решений, ввели собственные меры стимулирования развития и внедрения ВИЭ. Приоритетом политики в области ВИЭ в Китае является гидроэнергетика, особенно малая. Это не мешает наращивать мощности больших ГЭС. Например, только одна гидроэлектростанция в Китае (Three Gorges Dam) обеспечила в 2005 г. прирост мирового производства гидроэлектроэнергии на 1-2%, а завершение ее строительства будет означать дополнительную мощность 18,2 ГВт.

Особенностью последних лет стал рост роли и активности администраций городов, муниципалитетов и местных органов власти в продвижении ВИЭ. Сегодня политику поддержки ВИЭ применяют многие сотни городов и поселков в мире. Эти программы в большей степени, чем общегосударственные меры, нацелены на потребителей энергии через систему «зеленых» закупок и сертификатов, нормативов «зеленого строительства».

Имеющийся международный опыт свидетельствует, что субсидии, как и системы квотирования и тендеров на получение определенных средств или льгот, менее действенны, чем другие инструменты. Теоретически квотирование может быть очень действенным в условиях развитого и динамично развивающегося рынка. Однако на практике этого не происходит даже в Европе, так как ВИЭ фактически конкурируют на рынке технологий, а не на классическом рынке энергии. Поэтому большое значение имеют меры по демонстрации и продвижению новых технологий на рынок, по их коммерциализации и размещению, интеграции в систему энергоснабжения.

Кроме того, опыт большинства стран говорит, что значимых эффектов можно добиться только применяя комплекс мер и инструментов на всех административных уровнях с учетом интересов и проблем каждого из участников рынка ВИЭ.

РАЗДЕЛ 5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Технологические тренды играют решающую роль в развитии мировой энергетики. Технологическая картина динамично изменяется и в перспективе 2010-2050 гг. может привести к радикальным изменениям в мировой энергетике – энергетической революции. Направление и динамика изменений зависят от сценария развития мировой системы в целом и энергетики в частности.

5.1. Технологии конечного потребления энергии

Конечное потребление энергии формируется четырьмя крупнейшими секторами: производственным (включая как промышленность, так и сферу услуг), транспортным, коммунальным и информационным.

Сфера конечного потребления является ключевым фактором трансформации мировой энергетики. В сфере конечного энергопотребления будет наблюдаться ряд качественных изменений, а именно переход:

1) к квалифицированному использованию энергии, 2) к интеллектуальной энергетике, 3) к распределенной энергетике, 4) к системному энергосбережению, 5) к мобильному энергоснабжению. Указанные тенденции будут выражены в первую очередь в развитых странах в рамках перехода к энергетике нового типа; в развивающихся странах будет продолжаться процесс создания современной энергетической инфраструктуры.

В ходе энергетического и социально-экономического развития наблюдается непрерывная тенденция к повышению уровня квалификации используемых видов энергии – уровня управляемости потока энергии и его плотности. Особенно ускорился этот тренд после промышленной революции в индустриальной фазе развития. После 1970 г. именно тренд роста квалификации использования энергии стал определяющим для динамики энергетики в развитых странах, включая развитие систем управления энергопотреблением, развитие энергосбережения и пр.

Базовым параметром повышения квалификации используемой энергии является рост доли электроэнергии в конечном потреблении. Этот процесс будет выражен также в росте роли особо квалифицированных видов энергопотребления в промышленности, сфере услуг и в быту, переходе к «точечной» энергетике, росте роли «качества» энергии. При этом будет возрастать сложность энергопотребляющего оборудования и способы конечного ис-

пользования энергии (лазерные технологии, различные способы обработки материалов, точечные энергетические воздействия и пр.). Для обеспечения качественного энергоснабжения таких высококвалифицированных потребителей потребуется аналогичное усложнение оборудования в энергетике (для обеспечения надежности, гибкости и качества энергоснабжения). Это потребует дополнительных инвестиций в повышение «качества», а не только мощности энергосистем. Для электроэнергетики это стабильность частоты и напряжения и надежность электроэнергетических систем, для топливной энергетики – это качество конечных потребительских продуктов.

Технологии в производственном секторе

Потребление первичной энергии в мировой промышленности составляет в настоящее время 2,4 млрд т н.э. – более трети всего конечного потребления энергии. Распределение энергопотребления в промышленности приведено ниже. Крупнейшими отраслями по потреблению энергии являются химическая и нефтехимическая, черная металлургия (по 21%), промышленность строительных материалов (16%), целлюлозно-бумажная промышленность (9%), пищевая промышленность (6%). На другие отрасли приходится менее 5%⁴³.

По оценкам, 15% энергии потребляется при производстве сырья, 20% – в энергетических процессах при температурах выше 400 °С, 15% – в системах электроприводов, 15% – для выработки пара с температурами от 100 до 400 °С, 15% – для выработки низкотемпературного тепла и 20% – на иные цели.

Потенциал снижения энергоемкости технологических процессов при использовании лучших современных практик составляет 20-50% средних энергозатрат, технологически доступный потенциал энергосбережения – 50-75% в зависимости от отрасли⁴⁴.

В то же время распространение лучших современных практик сдерживается необходимостью значительных инвестиций и инерцией накопленных основных фондов. Кроме того, для некоторых важных технологических процессов достигнут предельный уровень эффективности.

Основными инновационными направлениями развития в промышленности, позволяющими снизить удельное энергопотребление, будут:

1. Использование металлолома. Энергоемкость плавки вторичного алюминия и стали из лома многократно (в 5-20 раз) меньше, чем произ-

⁴³ Ecofys, 2008.

⁴⁴ Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply, the German Federal Environment Agency FKZ 3707 41 108 Report Stuttgart, Berlin, Utrecht, Wuppertal July 2009.

водство первичного металла. Аналогичное положение при производстве бумаги и многих продуктов нефтехимии. Использование вторичного сырья сдерживается быстрым ростом потребления, однако по мере снижения темпов роста потребления базовых материалов в развивающихся странах его доля будет расти. Так, доля лома в черной металлургии в 1970-2010 гг. снизилась с 37 до 35% из-за резкого роста потребления стали в Китае (с 4 до 600 млн т). К 2030 г. после насыщения потребления в Китае рост потребления стали замедлится, и доля металлолома в выплавке стали вырастет до 50%, а к 2050 г. – до 70-80%. Для алюминия аналогичный процесс будет происходить существенно медленнее в силу большего потенциала спроса. Алюминий используется не в базовых, а в более сложных отраслях промышленности, быстрый рост которых будет продолжаться дольше. Тем не менее к 2050 г. доля вторичного алюминия может составить до 60%. Средние энергозатраты в металлургии при этом снизятся в 5-8 раз.

2. В химической промышленности более половины всех энергоносителей (75% нефть, 25% газ, доля угля незначительна) приходится на конечные продукты (неэнергетическое использование – пластики, растворители, аммиак, метанол). Уже разработана технология синтеза аммиака в солнечной установке. Создан термический и в процессе развития механохимический процесс синтеза окислов азота. В перспективе можно полностью отказаться от природного газа как сырья для производства аммиака и азотной кислоты. Перспективным является процесс паровой конверсии угля в синтез-газ с дальнейшим получением метанола и широкого спектра органических соединений. Большие перспективы перед химическим использованием биогаза. Снижение удельного энергопотребления в химической отрасли может составить 45% к 2050 году. С учетом использования вторичного сырья этот показатель может вырасти до 55%.

3. Мембранные технологии. На процессы сепарации уходит до 40% всей энергии, используемой химической промышленностью, и более 50% эксплуатационных затрат. Мембранные технологии сейчас бурно развиваются. К 2030 г. можно ожидать, что они станут основными в процессах разделения газов и многих жидкостей. Уже сейчас мембраны позволяют разделять фракции природного и попутного газов, разделять воздух на азот, кислород и CO_2 . Уровень энергосбережения в результате использования мембран существенно различается в зависимости от устройства и эффективности сепарации мембраны, он находится в пределах от 20 до 60%. В нефтехимии переход на мембранные технологии позволяет снизить потребление энергии на разделение на 80%.

4. Революционным может оказаться переход к нетермическим способам активации химических реакций – электронно-лучевым, лазерным, электротермическим, фототермическим, механохимическим. Так, электронно-лучевая активация позволяет проводить расщепление тяжелых фракций

нефти с получением газов и ароматических соединений. Прогресс исследований в области фототермической активации реакций позволит использовать солнечную энергию как основной источник энергии в химии. Создание новых видов катализаторов приведет к резкому снижению энергии активации реакций, температурам процессов, степени конверсии. Это позволит резко снизить использование первичной энергии, повысит маневренность производства и снизить единичные масштабы установок.

5. Технологическая революция началась в **металлообработке**. Применение ультразвука (резонансное резание) и волоконных лазеров в операциях резки, сверления, точения, фрезерования позволяют снизить расход электроэнергии вчетверо при одновременном улучшении качества обрабатываемых поверхностей.

6. В наиболее энергоемком производстве цемента радикальной инновацией является электронно-лучевая технология производства цемента, созданная в России. При высоком расходе электроэнергии она позволяет производить цемент периодически – и использовать временный избыток электроэнергии ВИЭ. Высокое потребление цемента (0,5 т на человека в год) связано с неэффективным его использованием и недостаточным применением других конструкционных материалов. По мере развития технологий и завершения периода массового строительства инфраструктуры в развивающихся странах, особенно в Китае (более 50% современного производства цемента), его потребление существенно снизится.

Технологии в коммунальном секторе

Потребление топлива зданиями и сооружениями в мире составляет 3,0 млрд т н.э. – более трети конечного потребления. На здания и коммунальное хозяйство приходится половина потребляемой электроэнергии.

Теплоснабжение. Мировое потребление энергии для отопления, вентиляции и кондиционирования (не только зданий) составляет 3,4 млрд т н.э. (40% всего конечного потребления). При этом душевое потребление к 2050 г. может быть снижено на 30% без потерь в уровне комфорта. Технологический потенциал снижения удельного (в расчете на площадь) энергопотребления составляет до 70%, уровень современных лучших практик на 35-50% ниже средних значений по жилому фонду. Как и в промышленности, главным фактором, сдерживающим снижение энергопотребления, является инерция основных фондов. Вместе с тем значительный эффект может давать реконструкция уже существующих зданий.

Освещение. Электропотребление во всех системах освещения составляет примерно 3,6 трлн кВт•ч, или 19% мирового потребления электричества. В зданиях системы освещения потребляют около 1,7 трлн кВт•ч. За последние 15 лет произошла революция в области технологий освещения. Основные состоявшиеся инновации: люминесцентные лампы с электрон-

ными пускорегулирующими аппаратами (ЭПРА); светодиоды белого цвета (на основе люминофоров и/или комбинаций цветных светодиодов), распространение систем управления освещением (в зависимости от времени суток, освещенности, наличия людей в помещении).

При переходе с ламп накаливания на люминесцентное освещение возможно снижение электропотребления на 70-75%. Светодиоды позволяют снизить потребление еще вдвое. По оценкам российских производителей светодиодов, в ближайшие годы светодиодные лампы окажутся в ценовой категории люминесцентных ламп.

Перспективными технологиями являются: светодиоды на органических материалах, с расширенным спектром излучения, более близким к солнечному; лампы на парах серы с СВЧ-накачкой для мощного рассеянного света; электролюминесцентные панели; электрохромные стекла, позволяющие изменять светопропускание. На снижение затрат на освещение существенно влияет архитектура зданий, в том числе использование плафонов в крышах и светопроводов для помещений, не имеющих окон.

Технический потенциал энергосбережения в освещении к 2050 г. составляет 35-80% по разным группам стран, в среднем по миру – 60%⁴⁵. По оценке МЭА, к 2030 г. экономически доступный потенциал энергосбережения составит до 40% от всего электропотребления в освещении⁴⁶.

Бытовые приборы. Потребление электроэнергии бытовыми приборами в зданиях составляют на 2005 г. 6,3 трлн кВт•ч (без учета освещения), или около 30% всей потребляемой электроэнергии в мире. Основную часть энергопотребления формируют крупные бытовые приборы (холодильники, стиральные машины, плиты, посудомоечные машины, вентиляторы) при сравнительно малой доле малых электронных устройств (менее 20%). Уровень душевого потребления электроэнергии (коммунальное хозяйство + сфера услуг) в США составляет 3400 кВт•ч, в других странах ОЭСР – 1500-2100 кВт•ч в год. При этом в развивающихся странах Азии соответствующий показатель составляет 50-200 кВт•ч при среднемировом уровне 550 кВт•ч. Таким образом, в развивающихся странах сосредоточен огромный потенциал роста потребления. В случае использования наиболее современных технологий к 2050 г. потребление возрастет на 30-40%, несмотря на рост эффективности на 35-50%. При этом в развитых странах снижение электропотребления бытовой техникой может составить к 2050 г. 30-40%.

Комплексные решения в коммунальном секторе. До 2000-х гг. повышение энергоэффективности происходило по отдельным направлениям, оно

⁴⁵ Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply, the German Federal Environment Agency FKZ 3707 41 108 Report Stuttgart, Berlin, Utrecht, Wuppertal July 2009.

⁴⁶ Перспективы энергетических технологий 2006. МЭА, перевод WWF.

не было объединено в крупные системные концепции. В 2000-е гг. сформировались концепции «Энергоэффективного дома» (включая как «пассивный дом», так и «активный дом») и «Энергоэффективного города», которые придадут развитию отдельных направлений энергосбережения системный характер.

«Пассивные дома» – дома с пониженным потреблением энергии (особенно тепловой) за счет использования передовых строительных технологий и современного оборудования. К основным технологиям «пассивных зданий» относятся:

- теплоизоляционные материалы для стен,
- теплосберегающая архитектура зданий,
- стеклопакеты, стекла с теплоотражающим покрытием,
- рекуперативные системы вентиляции,
- теплоаккумулирующие материалы, особенно использующие эффект фазового перехода и тепло химических реакций,
 - теплонасосные системы, включая особенно использующие накопление тепла/холода в грунте (использование грунта как аккумулятора тепла),
 - использование солнечных панелей для отопления и охлаждения помещений,
 - локальные системы когенерации тепла и электроэнергии, в т.ч. на фекальных и бытовых отходах,
 - системы управления энергопотреблением и климатическим оборудованием.

Пассивные дома делятся на дома с низким, ультранизким или нулевым потреблением энергии и станут важнейшей инновацией в развитых странах в 2010-2020-е годы. Их развитие стимулируется государством. Так, уже в 2010-е гг. станут обязательными при новом строительстве стандарты энергопотребления зданий в Великобритании (BREEAM), США (LEED, программы Building America и Energy Star) и ЕС с постепенным ужесточением этих стандартов. Технология «активного дома» не выходит за стадию экспериментальных работ. В Германии к 2015 г. может быть принят стандарт энергопотребления для новых зданий – 20 кВт·ч/м² в год. К 2020 г. стандарт может быть доведен до 10 кВт·ч/м² в год. После 2030 г. возможно принятие стандарта «пассивного дома» для всех новых домов.

«Активные дома» – дома не только с пониженным потреблением энергии, но и с производством энергии (биотопливо, солнечная энергетика) как для собственных нужд, так и для других потребителей. Экспериментальные варианты таких домов существуют уже в настоящее время, но для их массового распространения необходим ряд новых технологий.

«Энергоэффективный город» – обобщение технологии «энергоэффективного дома». Помимо распространения энергоэффективных домов энергоэффективный город предполагает технологические, организационные,

экономические и пространственные решения, обеспечивающие низкий уровень потребления энергии городской инфраструктурой (освещение, транспорт, сетевая инфраструктура и пр.). Кроме того, энергоэффективный город предполагает органичное включение в городское пространство объектов производства энергии (на основе ВИЭ и использования вторичных источников энергии).

В отличие от «активного дома» концепция «энергетически автономного города» является существенно более жизнеспособной, поскольку удовлетворяет спрос на автономное энергоснабжение в больших масштабах, где допустимо использование более широкого набора технологий, и частично использует отдачу от масштаба.

Технологии в транспортном секторе

Потребление первичной энергии на транспорте составляет 2,0 млрд т н.э., или порядка четверти от конечного потребления; 95% энергопотребления транспортом обеспечивается за счет нефтепродуктов; 48% топлива потребляется легковыми автомобилями, 17% – тяжелыми грузовыми, 13% – воздушным транспортом, 9% – легкими коммерческими автомобилями (без международного бункерного топлива)⁴⁷.

Перспективные технологии для автомобильного транспорта:

- полный гибридный привод,
- электрический городской транспорт (пассажирский и грузовой),
- электрический и гибридный тяжелый технологический транспорт,
- создание двигателей внутреннего сгорания с высоким КПД и низкой маневренностью для подзарядки аккумуляторов, создание ДВС с новыми схемами преобразования поступательного движения поршня во вращательное,
- получение этанола из лигноцеллюлозы, синтез жидкого топлива из биомассы,
- использование турбоэлектрических приводов (с микротурбинами),
- пассажирские транспортные средства с комбинированными источникам энергии,
- топливные элементы, технологии компактного хранения водорода (криогенные, металлгидридные и пр.).

Перспективные технологии для других видов транспорта:

- перевод всего железнодорожного транспорта на электротягу и дизель-электрические локомотивы с аккумулятированием и рекуперацией энергии,

⁴⁷ Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply, the German Federal Environment Agency FKZ 3707 41 108 Report Stuttgart, Berlin, Utrecht, Wuppertal July 2009.

- создание парогазовых силовых установок для ж/д и морского транспорта,
- рост доли скоростных железных дорог,
- развитие монорельсового транспорта,
- создание коммерческих экранопланов и нового сегмента транспорта – со скоростями 400-500 км/ч и расходом топлива на пассажиро-километр в 2-3 раза ниже, чем у самолетов,
- развитие дирижаблей и воздушных судов с комбинированной подъемной силой.

Совершенствование технологий использования нефтепродуктов. Технический потенциал повышения энергоэффективности двигателя внутреннего сгорания и других технических систем автомобилей (за счет улучшения аэродинамики, применения снижающих вес технологий, энергоэффективных шин и более эффективных бортовых устройств), а также других видов транспорта достигает 70-75%. Ожидается, что степень проникновения на рынок по крайней мере некоторых из этих технических решений (эффективных шин и улучшенных систем кондиционирования воздуха) составит до 80%. Однако распространение соответствующих технологий сдерживается их высокой стоимостью и инерцией существующего автопарка. В результате реальное снижение удельного энергопотребления к 2050 г. может составить от 15-20 до 60%.

Важным фактором повышения эффективности транспорта являются ужесточающиеся государственные стандарты эффективности (американская программа модернизации автопарка SAFE), ограничение выбросов CO₂ в ЕС, усиление ограничений скорости до 120 км/час.

Электромобили и гибридные автомобили. Распространение электромобилей в настоящее время сдерживается высокой стоимостью, ограниченной мощностью и значительным весом аккумуляторов, что ведет к удорожанию электромобилей и снижению их потребительских свойств, особенно дальности пробега без подзарядки и скорости. Как следствие, в 2010 г. мировой парк гибридных автомобилей не превышал 2 млн единиц, а чистых электромобилей – 100 тыс. единиц, что составляет соответственно 0,2 и 0,01% мирового автопарка. Доля гибридных автомобилей в производстве не превышала 1%.

Между тем создание эффективных аккумуляторов для транспортных средств, которое ожидается к 2020 г., будет иметь значимые последствия для нефтяной отрасли (приведет к постепенному снижению спроса на нефтепродукты) и электроэнергетики (приведет к росту спроса и изменению режима нагрузки на энергосистему).

Полностью гибридные двигатели (если одновременно с ними будут внедрены трансмиссионные технологии и другие новшества, позволяющие разгрузить двигатель) к 2050 г. ввиду сравнительной дороговизны останутся в

премиальном сегменте. На более компактных моделях автомобилей начнут устанавливать облегченные гибридные двигатели, у которых гибридный принцип работы будет применяться только к стартеру и генератору переменного тока.

Автомобили с полностью гибридным двигателем в настоящее время при езде в городском режиме на 25–30% эффективнее, чем автомобили с обычным бензиновым двигателем. Автомобили с «мягкими» или «облегченными» гибридными двигателями менее эффективны, но они также дают увеличение экономичности на 5–20%⁴⁸. О перспективах технологии гибридного транспорта ниже.

Создание автомобилей с полностью электрическим приводом (без использования ДВС) пока сталкивается с серьезными технологическими и экономическими ограничениями из-за недостаточной мощности, компактности и дешевизны аккумуляторов. Массовое внедрение возможно только в случае достижения прорывных результатов в решении этих проблем.

Рост доли гибридных и электрических средств транспорта требует роста потребления литиевых батарей (в 4 раза к 2020 г.) и ряда редкоземельных металлов, необходимых для производства аккумуляторов (ниобий, рений, тантал). Аккумуляторы требуют постоянного обслуживания и периодической замены. Срок службы аккумуляторов сейчас оценивается на уровне пяти-семи лет, после чего они требуют замены. Пока не проработаны технологии и схемы утилизации батарей.

Биотопливо. Этанол, используемый на транспорте, может быть получен из различных источников.

Этанол из продовольственных культур (сахарного тростника, кукурузы, свеклы). С 1 га посевов можно получать 3000–4000 л бензинового эквивалента с ростом в перспективе до 4500–9000 л с 1 га. Себестоимость этанола из кукурузы в США составляет 0,6 долл. на 1 л бензинового эквивалента.

Этанол из лигноцеллюлозы. Себестоимость составляет 1 долл./л бензинового эквивалента с перспективой снижения себестоимости до 0,5 доллара. Урожайность составляет 2300 л с 1 га с перспективой роста до 4000 л с 1 га.

Биодизель на основе масличных культур (FAME) требует в 3 раза больше посевных площадей, чем этаноловое топливо. В Европе рапс дает 1100 л с 1 га дизельного эквивалента. Доведение доли биодизеля до 5% в объеме потребления дизельного топлива в ЕС потребовало бы использования 100% масличных культур. Себестоимость биодизеля на основе масличных культур составляет 1,2 долл. за 1 л дизельного эквивалента.

Себестоимость дизельного топлива из биомассы на основе реакции Фишера-Тропша (BTL) – 0,9 долл. за 1 литр. Производство BTL-биодизеля име-

⁴⁸ Перспективы энергетических технологий 2006. МЭА, перевод WWF.

ет более высокий выход продукции с 1 га и менее привязано к агроклиматическим условиям.

Топливные элементы. На топливные элементы (ТЭ) стали возлагать большие надежды в конце 1990-х годов. Теоретически КПД таких устройств может достигать 100% (реально 85%) благодаря отсутствию движущихся частей. Их отличает экологическая чистота, высокое качество и надежность электроснабжения, широкий диапазон мощностей – от единиц ватт до десятков мегаватт. Однако, из-за ряда технических проблем, перспектива их широкого внедрения остается неопределенной.

Водородные технологии. Будущее водородной энергетики зависит от стоимости его производства, транспортировки и безопасного хранения и эффективности его использования в качестве энергоносителя. Соответствующие технологии находятся на стадии исследования и разработки (продлится ориентировочно 25 лет), но остаются даже в перспективе слишком дорогими.

Технологии в информационном секторе

К 2010 г. доля информационных систем (включая архитектуру сети Интернет – серверы, базы данных, центры управления, информационные сети и конечные потребительские электронные устройства) в мировом потреблении электроэнергии достигла 5% (800 млрд кВт•ч). В 1990 г. она составляла 0,1%, а в 2000 г. – 2%. Несмотря на наличие существенного потенциала повышения энергоэффективности электроники (технический – до 80%, экономический – до 60%), рост потребления в перспективе продолжится по мере компьютеризации и информатизации развивающихся стран.

В настоящее время уровень компьютеризации в развитых странах составляет 600-1000 машин на 1000 жителей. Между тем в Китае этот показатель не превышает 200, в Индии – 60, в целом в развивающихся странах – 80 (в Африке – менее 30). К 2030 г. разрыв между развитыми и развивающимися странами резко сократится. Таким образом, потенциальный рост мирового компьютерного парка – с 1,5 до 6 млрд машин. На информационные системы к 2030 г. будет расходоваться 5-7% мирового потребления электроэнергии, а в 2050 г. – 6-8% (2700-3600 млрд кВт•ч). Особенно быстро она растет в инновационном сценарии в связи с развертыванием информационных сетей нового поколения.

Информационные системы не только вносят вклад в количественный рост потребления электроэнергии, но и требуют высокой надежности и стабильности параметров энергоснабжения. Опережающими темпами растет специфическое «электронное потребление» электроэнергии с использованием постоянных токов низкого напряжения, что требует адаптации энергосистем.

Спрос на повсеместный доступ к информационным и, как следствие, электроэнергетическим (для питания информационных устройств и систем) сетям может быть удовлетворен за счет развертывания сетей всеобщего доступа (по крайней мере в городах, а также на транспорте и на существующей инфраструктуре), что требует организационных решений (порядок доступа и оплаты). В перспективе вероятно развертывание параллельных сетей постоянного тока низкого напряжения.

Принципиальным решением могло бы стать создание «ядерных батареек» – радиационно безопасных устройств, способных обеспечить работу электронной техники в течение всего ее жизненного цикла или, по крайней мере, значительного периода времени. Аналогичный результат может быть достигнут использованием топливных элементов. В обоих направлениях ведутся активные научно-исследовательские работы, но результатов можно ожидать не ранее 2030 года. Решением может быть также создание технологии беспроводного энергоснабжения, но пока такие технологии не разработаны.

Развитие энергосервисных компаний

Ключевым результатом прогресса в технологиях конечного потребления энергии будет бурный рост сектора энергосервисных компаний, предоставляющих комплексные услуги подбора энергопотребляющего оборудования и управления им.

К 2020 г. объем рынка энергосервисных компаний в США или ЕС вырастет до 20-40 млрд долл., а к 2030 г. – до 50-150 млрд долл. (2010 г. – 5 млрд долл.), а в ЕС – до 20 млрд долл., а к 2030 г. – до 50 млрд долл. (2010 г. – 4 млрд евро). После 2020 г. такие компании начнут распространяться в развивающихся странах, а после 2030 г. они станут значимым сегментом рынка.

Формирование энергосервисных компаний как массового слоя игроков и создание «умных» сетей даст возможность потребителю управлять уровнем своего энергопотребления и затратами. Это приведет к сдвигу центра ценообразования от рынка энергетических товаров к рынку энергетических технологий и изменению структуры рынка:

1) Центральным звеном энергетического рынка станет конечное потребление энергии. Энергосервисные компании будут конкурировать за конечного потребителя, оптимизируя его затраты на энергоснабжение.

2) Генерирующие компании и поставщики энергетических товаров конечным потребителям столкнутся с тем, что потребитель получил возможность квалифицированного выбора между источниками энергии, включая централизованные и автономные источники энергии, возобновляемые и традиционные источники энергии.

3) Резкое ужесточение конкуренции и развитие альтернативных способов энергоснабжения приведет к выравниванию цен конечной энергии вне

зависимости от источника энергии. Как следствие, цены на энергетические ресурсы будут определяться ценами на конечные энергетические услуги, а не наоборот, как это происходит в настоящее время.

4) Резкое ужесточение межотраслевой конкуренции за конечного потребителя приведет к тому, что значение биржевого механизма ценообразования резко снизится, а роль финансовых факторов по сравнению с фундаментальными упадет.

5) Переход к рынку энергетических услуг (предоставление освещения, климатического комфорта в зданиях и т.п.) или технологий сделает цены значительно менее волатильными в краткосрочном плане, но поставит их в более жесткую зависимость от долгосрочных трендов технологического развития. Как следствие, цены на энергетические услуги будут падать вследствие как внутриотраслевой, так и межотраслевой конкуренции. Цены на энергоносители будут снижаться опережающими темпами, поскольку по мере усложнения энергетических услуг все большая часть стоимости будет оставаться у компаний – поставщиков услуг, а не у компаний – поставщиков сырья, а также в силу худших технологических перспектив. В инновационном сценарии возможна более радикальная трансформация бизнеса от производства товаров к «производству качества жизни» совместно с потребителями-партнерами.

6) Особенно быстрой будет трансформация электроэнергетического рынка. К 2030 г. в условиях возможности транспортировки электроэнергии на большие расстояния потребитель получит возможность выбора между альтернативными поставщиками. Значимость биржевого рынка резко снизится, рынок электроэнергии трансформируется от рынка энергетических товаров к рынку энергетических услуг,

7) К 2030 г. сложится мировой энергетический рынок. Основой для него станет конечный рынок электроэнергии, который после появления электромобилей станет ключевым. Консолидация энергетического рынка обострит межотраслевую конкуренцию и вызовет резкий рост эффективности мировой энергетики.

Кроме специализированных компаний, это направление деятельности станет основным для энергосбытовых и сетевых компаний в электроэнергетике.

5.2. Технологии в электроэнергетике

Переход к энергетическим системам нового поколения будет осуществляться по направлениям: 1) *создание систем управления энергосистемой («умная» энергосистема)*, 2) *развитие технологий дальнего транспорта электроэнергии*, 3) *развитие технологий накопления электроэнергии в энергосистеме*, 4) *развитие распределенной генерации*.

«Умная» сеть (smart grids)

«Умная» энергосистема является обобщением развиваемых в настоящее время технологий «умных» сетей (smart grids). Они необходимы для развития распределенной генерации, а также массового использования ВИЭ в энергосистеме (для решения проблемы нестабильности выработки).

Главным последствием развития «умных» сетей для электроэнергетики является уход от концепции базовой нагрузки и переход к концепции подстраивания нагрузки в соответствии с потребляемой мощностью. Как результат, к 2030 г. обострится конфликт между ядерно-угольной генерацией с медленным изменением мощности и генерацией на основе ВИЭ с гибким изменением мощности (в ветровой энергетике). В случае совпадения минимума нагрузки и максимума генерации ВИЭ потребуются отключение от сети либо ВИЭ, либо ядерных или угольных энергоблоков, причем последнее проблематично по техническим причинам. В перспективе будут разработаны регламенты, оптимизирующие работу энергосистем в подобных ситуациях.

По оценкам ФСК, внедрение технологии «интеллектуальных» сетей уменьшит потери в российских электрических сетях всех классов напряжения на 25%, что позволит достигнуть экономии 34-35 млрд кВт·ч в год. По оценкам ЦСР «Северо-Запад», развитие сети на основе новой технологии может сократить потребность в новых мощностях на 22 ГВт. Объем капитальных вложений в развитие распределительных и магистральных сетей в результате увеличения пропускной способности можно снизить почти на 35 млрд долларов.

Потребуется масштабные исследования устойчивости сетей с учетом последствий кооперативного поведения производителей и потребителей, что будет стимулировать рост ИТ-компаний и энергосервисных компаний.

«Умные» сети предполагают также управление спросом на энергию. Для этого применяются прежде всего дифференцированные тарифы. В развитых странах уже сейчас действует до 100 различных тарифов для разного времени суток, дней недели, месяцев года, активной и реактивной потребляемой мощности и т.п. В перспективе энергопотребляющее оборудование будет оснащаться электронными системами, позволяющими в режиме реального времени управлять уровнем энергопотребления. Кроме того, для управления спросом могут использоваться социальные нормативы на электроэнергию. В совокупности указанные решения помогут значительно снизить пиковую нагрузку, особенно в крупных городах, за счет снижения энергопотребления неприоритетных видов оборудования в периоды пиковой нагрузки.

Развитие «умных» энергосистем существенно зависит от сценария развития мировой энергетики. В инерционном сценарии будут реализованы только элементы «умных» сетей, в стагнационном сценарии будут реали-

зованы основные элементы технологии «умных» сетей, а в инновационном сценарии будут созданы «умные» энергосистемы, обладающие качественно новыми свойствами в виде резкого повышения надежности и управляемости энергосистемы, качества энергоснабжения.

Развитие «умных» сетей благоприятно как для возобновляемой энергетики, позволяя подстраивать уровень энергопотребления под динамику генерирования электроэнергии, так и для атомной энергетики, обеспечивая большую равномерность нагрузки. Необходимо отметить, что минимальная нагрузка в энергосистеме достигает 60-80% от пиковой в зависимости от соотношения коммунального и промышленного энергопотребления. К 2030 г. разрыв между максимальным и минимальным уровнем может быть снижен до 10%, что создаст благоприятные условия для развития атомной генерации. Для АЭС изменение нагрузки крайне нежелательно по техническим (снижение мощности ниже определенного уровня приводит к остановке реактора) и экономическим (высокие капитальные вложения при низких операционных издержках) причинам. Развитие «умных» сетей снизит потребность в маневренных газовых мощностях и гидроаккумулирующих электростанциях.

Распространение электромобилей приведет к выравниванию режима нагрузки на электроэнергетическую систему (за счет роста потребления в ночные часы). По оценкам, в США перевод 50% национального автопарка на потребление электроэнергии может быть осуществлен без строительства новых генерирующих мощностей – исключительно за счет повышения КИУМ уже существующих мощностей. Дополнительно выравниванию нагрузки будет способствовать переход на круглосуточный режим активности и соответственно энергопотребления в крупных городах по мере эволюции образа жизни. Как следствие, характерные суточные профили нагрузки станут более равномерными, что позволит оптимизировать режим работы энергосистем. Аналогичный тренд будет наблюдаться и в годовом ходе, поскольку по мере прогресса в снижении энергопотребления для производства тепла и распространения систем кондиционирования зимний максимум нагрузки будет сглаживаться. Этот фактор будет особенно значимым для ТЭЦ с комбинированным производством электроэнергии и тепла.

Повышение равномерности нагрузки будет способствовать росту коэффициента использования установленной мощности и позволит снизить потребность во вводе генерирующих мощностей. Особенно значительным выравнивание профиля нагрузки будет в инновационном сценарии.

Распределенная энергетика

Спрос на устойчивый доступ к энергоинформационным системам, переход к более квалифицированным видам энергии усилят спрос на развитие распределенной энергетики. Она позволяет повысить надежность и незави-

симость энергоснабжения, гарантировать управление энергообеспечением для отдельного потребителя. Технологический прогресс дает возможность экономически оправданного развития распределенной генерации в условиях постиндустриальной фазы развития.

Развитие распределенной генерации предполагает интеграцию энергетики в техносферу, которая может происходить по двум направлениям.

Во-первых, в настоящее время энергия производится преимущественно на крупных специализированных предприятиях (особенно электроэнергия), но уже сформировался тренд увеличения производства энергии как побочного продукта других технологических процессов на неспециализированных предприятиях, что в условиях высоких цен на энергоносители становится рентабельным.

Во-вторых, развитие ВИЭ в рамках технологий «активного дома» и «активного здания» позволяет использовать потенциал производства энергии непосредственно в зданиях за счет солнечной энергетики, тепловой энергии, отходов и т.п.

Как следствие, в перспективе будет происходить трансформация потребителей энергии (промышленных, сервисных и коммунальных) в производителей, которые частично обеспечивают собственные потребности, а частично поставляют энергию другим потребителям.

В настоящее время этот процесс находится в начальной стадии, но в 2010-2050 гг. он будет быстро прогрессировать. При этом в развивающихся странах в некоторых случаях может сразу формироваться децентрализованная энергетика, минуя стадию современной централизованной энергетике.

Развитие распределенной генерации приведет к формированию «Виртуальных электростанций» (Virtual power plant) – групп распределенных генераторов и аккумуляторов электроэнергии, находящихся под единым управлением. Для диспетчера энергосистемы виртуальная электростанция выглядит как один объект.

В инерционном сценарии развитие распределенной генерации и производства энергии неспециализированными компаниями (до 5% мощности) не будет иметь системных последствий, которые потребуют адаптации энергосистем к новым условиям работы с их участием.

В стагнационном сценарии рост распределенной генерации до 30%, главным образом за счет коммунального сектора, приведет к некоторому снижению потребления от централизованных источников.

В инновационном сценарии к 2050 г. может сложиться «всеобщее производство энергии», доля распределенных мощностей достигнет 70%. Для этого необходимо решить как технологические проблемы (переход от асимметричных сетей к симметричным, где производитель и потребитель могут меняться местами), так и организационные (порядок оплаты энергии, порядок управления энергосистемами). Такой процесс приведет к частичной

трансформации энергетического рынка из рынка товаров в рынок сначала услуг, а затем и технологий. Энергетические компании будут выступать как поставщики комплексных технических решений для энергоснабжения, в то время как собственно производство энергии частично перейдет к конечным потребителям.

В стагнационном сценарии существенно возрастет доля распределенной генерации в рамках концепции энергоэффективного дома и энергоэффективного города, а также вследствие ускоренного перехода от индустриального к постиндустриальному развитию.

Наибольший потенциал развития распределенной генерации сосредоточен в развитых странах в связи с высоким технологическим уровнем и постиндустриальным типом экономики. В развивающихся странах распределенная генерация до 2030 г. будет сдерживаться стремительной урбанизацией, преимущественно за счет крупных городов. Но по мере снижения ее темпов после 2030 г. такие источники также будут быстро распространяться, так как в развивающихся странах во многих районах электрификация с опорой на распределенную или внесетевую генерацию эффективнее опоры на централизованные источники энергии. Несмотря на сравнительно небольшой объем потребления энергии распределенных источников, по числу потребителей они займут значимое место.

Аккумуляирование энергии

Технологии накопления электроэнергии в энергосистеме необходимы для повышения эффективности использования мощностей и повышения надежности энергоснабжения. Особенно важны эти технологии для развития возобновляемой электроэнергетики в силу нестабильности выработки на ВИЭ в зависимости от погодных условий.

Технологии в области аккумуляирования энергии:

- гидроаккумуляирующие станции (ГАЭС с КПД до 65%),
- аккумуляторы и суперконденсаторы,
- сжатый воздух (КПД до 30-40%),
- супермаховики (КПД может достигать 90% и более),
- сверхпроводящие катушки (КПД к 2050 г. может быть доведен до 99%),
- водородные генераторы (КПД может достичь 50-60% к 2050 г.),
- аккумуляторы тепла с использованием фазовых переходов или энергии химических реакций (КПД до 30%).

Наиболее экономически эффективными накопителями энергии являются ГАЭС и свинцово-кислотные аккумуляторы. В то же время все указанные решения пока отличаются низкой мощностью.

Наряду с накопителями электрической энергии широко применяются и накопители тепловой энергии (как в виде тепла, так и в виде холода). Тепловая энергия аккумуляруется нагретой водой, льдом, расплавленными соля-

ми. Накопители энергии сейчас находятся среди наиболее быстро развивающихся областей техники. До 2030 г. следует ожидать быстрого прогресса суперконденсаторов, маховиков, *сверхпроводниковых накопителей энергии (СПИН)*.

Технология химического аккумулирования солнечной энергии разработана в институте катализа им. Г.К. Борескова. За эту работу директор института В.Н. Пармон удостоен государственной премии 2010 года. Разработанный под его руководством процесс обратимого каталитического преобразования тепловой энергии в химическую и обратно позволяет аккумулировать энергию солнца и использовать высокопотенциальное (600-700 °С) тепло для нагрева пара. Процесс можно также использовать для получения водорода и синтез-газа. Разработаны еще несколько процессов использования химической энергии.

Водород может быть произведен в ходе различных процессов, связанных с использованием ископаемых топлив, ядерных или возобновляемых источников энергии. К этим процессам относятся электролиз воды, риформинг природного газа, газификация угля и биомассы, расщепление воды при высоких температурах, фотоэлектролиз и различные биологические процессы. В настоящее время проводятся исследования в области получения водорода из воды электролизом, высокотемпературным пиролизом, термокаталитическим разложением. Испытано большое количество катализаторов, однако приемлемое решение до сих пор не найдено. Перспективы водородной энергетики определяются результатами НИОКР в области катализаторов процесса разложения воды.

На уровне индивидуального потребителя решением могут быть эффективные аккумуляторы большой мощности. Однако создание таких аккумуляторов сталкивается с существенно большими трудностями, чем создание аккумуляторов для электромобилей, поэтому на уровне энергосистемы такие решения до 2030 г. не появятся (к 2050 г. возможно их появление в случае технологического прорыва в создании сверхпроводников). Как следствие, прямое накопление электроэнергии на уровне энергосистемы будет реализовано только в инновационном сценарии и в долгосрочной перспективе.

Косвенные способы накопления электроэнергии на уровне энергосистемы могут быть реализованы путем создания гидроаккумулирующих электростанций. Указанная технология полностью разработана в перспективе будет быстро распространяться. Особенно эффективной она оказывается в сочетании с использованием ВИЭ, что окупает затраты на создание ГАЭС и потери энергии при многократном преобразовании электроэнергии.

Необходимо отметить, что создание «умных» сетей, позволяющих снизить разрыв между минимальной и пиковой нагрузками и обеспечить динамичное управление мощностью, снижает потребность в накоплении энер-

гии. Поэтому технологии накопления энергии, по-видимому, будут служить не для валового накопления энергии, а для стабилизации режима работы энергосистемы. При сравнительно малой абсолютной мощности они будут играть значимую роль в энергосистеме.

Системы передачи электроэнергии

Появление большого количества мелких источников генерации, рост реактивной нагрузки, усложнение топологии сетей, необходимость повышения качества электроэнергии требуют согласования фаз и управление коэффициентом мощности. Эти задачи решаются с помощью технологий FACTS и линий передачи постоянного тока.

FACTS (Flexible Alternative Current (AC) Transmission Systems) — Гибкие системы передачи на переменном токе. Системы FACTS появились около 1990 года. Предпосылками их разработки послужило появление на рынке запираемых электронных компонентов высокой мощности – IGBT, GTO, IEGT. Для управления передачей ЛЭП и подстанции оснащаются средствами управления фазой: синхронными компенсаторами, компенсаторами реактивной мощности Static VAR Compensator (SVC), а для управления еще и напряжением в сети – поперечными компенсаторами STATCOM (STATic Synchronous COMpensator – Статический синхронный компенсатор) и продольными компенсаторами SSSC (Static Synchronous Series Compensator – Статический синхронный продольный компенсатор). В 1998 г. в США создана первая система UPFC (Unified Power Flow Controller – Унифицированная система управления энергопотоками), объединяющая возможности STATCOM и SSSC. Она позволяет управлять и активной, и реактивной мощностью. Пока таких систем в мире единицы. Они особенно важны в больших городах со сложной топологией сетей и трудностями прокладки новых ЛЭП.

Высоковольтные ЛЭП постоянного тока (HVDC). Мощность, передаваемая по проводам ЛЭП, ограничена нагревом проводов. Постоянный ток позволяет по той же линии передавать вдвое большую мощность, чем переменный. Кроме того, линии постоянного тока позволяют связывать части сети переменного тока с разной фазой и частотой. Разработки ННИИПТ (Россия) позволяют плавно перераспределять мощность из линии постоянного тока в разные сети переменного тока. Ключевым для распространения ЛЭП постоянного тока (ПТ) стало создание мощных полупроводниковых выпрямителей и инверторов. В СССР была создана ЛЭП ПТ 1150 кВ.

К 2030 г. можно ожидать появления ЛЭП 1500 кВ.

Сверхпроводящее оборудование. Отсутствие омических потребностей электроэнергии в сверхпроводниках давно привлекает энергетиков. Однако снижение стоимости сверхпроводникового оборудования отстает от прогнозов. Несмотря на открытие в 1986 г. *высокотемпературной сверхпрово-*

димости – ВТСП (при температуре жидкого азота), на ней сделаны только ограничители тока. Сильноточные металлические проводники приходится охлаждать жидким гелием. С 2008 г. в Москве на подстанции «Динамо» действует сверхпроводящая вставка постоянного тока. Открытие новых высокотемпературных сверхпроводящих материалов может произойти в любой момент.

Воздушные ЛЭП. Для воздушных ЛЭП высокого напряжения созданы высокие (60-80 м) трубчатые опоры, позволяющие не прокладывать просек в лесах и застраивать землю под ЛЭП в городах. В России создан длинноискровой петлевой разрядник, защищающий ЛЭП и установленное на них оборудование от грозových отключений и повреждений, электрические сети от дуговых замыканий. Новый разрядник позволит отказаться от грозозащитного кабеля, повысит надежность и снизит затраты на эксплуатацию воздушных ЛЭП.

Кабельные ЛЭП. Рост стоимости земли, особенно в городах, и экологические проблемы повышают интерес к кабельным ЛЭП. Для кабельных ЛЭП создаются новые изолирующие материалы с малыми потерями. Сверхпроводниковые ЛЭП также будут прокладываться под землей. Следует ожидать роста доли кабельных ЛЭП, перевода к 2050 г. всех городских сетей на кабель.

Низковольтные сети. В связи с широким использованием микрогенерации и аккумулирования энергии низковольтные сети также станут управляемыми. Фотоэлектрические батареи производят энергию постоянного тока. Аккумуляторы, суперконденсаторы и сверхпроводниковые накопители запасают энергию постоянного тока. Светодиоды и электронные приборы потребляют постоянный ток. Поэтому можно ожидать создания двух параллельных сетей у конечного потребителя: низковольтной постоянного тока для питания освещения (светодиодного) и слаботочной электроники и силовой сети переменного тока. Это решение особенно быстро будет распространяться в развивающихся странах, где новые сети могут быть построены практически с нуля.

Развитие технологий дальнего транспорта электроэнергии также позволит снизить потребность в генерирующих мощностях, повысить надежность энергоснабжения и гибко удовлетворять спрос. Современное эффективное расстояние передачи энергии составляет 400-500 км в среднем и до 1000-1500 км в предельном случае при норме потерь при передаче энергии не менее 4% (на больших расстояниях до 10%). В перспективе потери будут постепенно снижаться, и в инерционном сценарии к 2030 г. эффективное расстояние передачи электроэнергии возрастет до 1500 км и до 2000 км в 2050 году.

В инновационном сценарии эффективное расстояние передачи уже к 2030 г. может достичь (для отдельных ЛЭП) 4000 км при характерной вели-

чине 2000 км, а к 2050 г. магистральные ЛЭП, образующие каркас мировых и региональных энергосистем, будут обеспечивать передачу электроэнергии на расстояние до 6000 км. Такой прирост стимулирует строительство магистральных ЛЭП высокого напряжения и окажет значимое воздействие на строительство и использование генерирующих мощностей.

Расширятся возможности для использования электроэнергии всех видов электростанций, которые по экологическим причинам (АЭС и крупные угольные ТЭС) желательно размещать в малонаселенных районах, либо электростанции опираются на ресурсы, сосредоточенные в малонаселенных районах (многие ГЭС и угольные ТЭС, часть ВИЭ – ветровые и солнечные электростанции). В ЕС рассматривается проект высоковольтной ЛЭП постоянного тока для системы ветропарков в Северном море общей мощностью 68 ГВт. Стоимость ЛЭП оценивается в 15-20 млрд евро. В случае реализации проекта сеть может поставлять в страны ЕС 247 млрд кВт·ч электроэнергии в год. Развитие высоковольтных ЛЭП прямого тока в ЕС позволит создать систему перетоков электроэнергии, получаемой от крупных ветростанций в Северном море и солнечных станций в Испании и Северной Африке. Развитие сети солнечных термальных электростанций в Северной Африке (проект Desertec) с последующим экспортом электроэнергии в ЕС позволит увеличить энергетическую независимость ЕС и обеспечить 15% электропотребления в Западной Европе. Это создаст условия для снижения доли угольных ТЭС, а также для замещения атомной генерации. При этом газовые ТЭС потеряют преимущества близости к потребителю (кроме ТЭЦ), но сохранят преимущества дешевизны строительства.

Электроэнергетические системы нового поколения

В совокупности указанные выше тренды сводятся к созданию интеллектуальных Единых энергетических систем нового поколения (ЕЭС 2.0) с возможностями оптимизации нагрузки со стороны конечных потребителей в режиме реального времени.

Тренд более квалифицированного использования энергии требует перехода от «массовой» к «точечной» энергетике, для чего необходима интеграция энергетических и информационных систем.

Возникают *интеллектуальные системы управления энергетикой* как на уровне энергосистемы, так и на уровне отдельного потребителя. Примерами таких систем уже в настоящее время являются технологии «умных» сетей (smart grids) и системы управления энергопотреблением в зданиях и на производственных объектах. В перспективе 2030 г. из современных разрозненных элементов сложится целостная система интеллектуального управления энергетикой от производства до конечного потребления. В других отраслях энергетики этот тренд будет выражен слабее (поскольку характерное время

доставки энергоносителя потребителю несравнимо выше), но также приведет к прогрессу систем диспетчеризации, управления, контроля качества.

В результате взаимодействия *интеллектуальных систем управления энергетикой* и систем *энергетической поддержки информационных систем* будут формироваться единые энергоинформационные системы, в которых доступ к информационной сети Интернет и доступ к электроэнергетическим сетям, поддерживающим возможность доступа, будут тесно взаимосвязаны и станут оказывать друг на друга взаимное влияние.

5.3. Технологии возобновляемой энергетики

Технологический прогресс в возобновляемой энергетике включает как технологии генерации для всех видов ВИЭ, так и технологии адаптации энергосистем к работе с их участием.

Ветроэнергетика

Развитие наземных ветроэнергетических установок достигла стадии зрелости. К 2015 г. капитальные затраты на их строительство могут быть снижены с современного уровня в 1500 до 1250 долл., к 2030 г. – до 950 долл., к 2050 г. – до 900 долл. за 1 кВт. Эксплуатационные расходы могут быть снижены с 60 до 50 долл. на 1 кВт в год⁴⁹.

Потенциал снижения затрат для морских ветроэнергетических установок существенно выше. К 2015 г. капитальные затраты на их строительство могут быть снижены с современного уровня в 2900 до 2200 долл., к 2030 г. – до 1500 долл., к 2050 г. – до 1300 долл. за 1 кВт. Эксплуатационные расходы могут быть снижены с 165 до 80 долл. на 1 кВт в год. К 2030 г. возможно массовое строительство плавающих ветроэнергетических установок в открытом море (первая такая установка построена компанией Statoil Hydro в 2010 г.).

Технологическое и коммерческое развитие ветроэнергетики происходит в тесной зависимости от увеличения размеров основной части установки – вращающейся турбины/ротора. Они увеличились с 10 м в середине 1970-х гг. до нынешних 126 метров. Это позволило заметно снизить стоимость вырабатываемой ВЭУ электроэнергии. Срок службы современных турбин составляет 20 лет. Современные ВЭУ обладают КПД 45% при идеальных ветровых условиях, а реальный годовой КПД находится в пределах 20-25%. Возможно повышение эффективности работы ВЭУ до 50-55%, но это приводит к увеличению уровня шума. ВЭУ повышенной эффектив-

⁴⁹ Оценка капитальных затрат в возобновляемой энергетике приведена по данным Greenpeace. Прогнозы этой организации по динамике ВИЭ в ретроспективе показывают более высокую достоверность по сравнению с другими источниками.

ности принято выносить на шельф, при этом стоимость фундамента и монтажа увеличивается на 20-30%.

Основными направлениями развития ветроэнергетических установок следует считать: увеличение размеров турбин, использование углеродного волокна для сопел, снижение шумности, снижение нижнего порога скорости ветра, необходимого для эффективной работы ветроустановок. Важным залогом успешности строительства новых ВЭУ будет: повышение точности оценки прогнозируемых ветровых параметров, повышение качества локализации мест для строительства, разработка эффективных систем управления генерацией и нагрузкой, методов стабилизации вырабатываемой электроэнергии и интеграции ВЭУ в энергосистему.

Единичная мощность ветроагрегатов достигла 7 МВт. Дальнейшему росту размеров мешает то, что конец лопасти движется со скоростью, близкой к скорости звука. Радикальной инновацией может стать создание высотных ветрогенераторов. Мощность высотных потоков ветра (на высотах 7-14 км) в 10-15 раз выше, чем у приземных. Тропосферные ветроэнергетические ресурсы доступны во всех районах Земли, в том числе с очень слабыми приповерхностными ветрами. Привязные высотные аэростаты (или воздушные змеи) с ветрогенераторами на высоте полета самолетов потребуют улучшения аэронавигации.

Нестабильность выработки ветровой энергии (несмотря на значительный прогресс в ее прогнозировании) требует резерва мобильной мощности в энергосистеме (например, в виде газотурбинных электростанций) или механизмов накопления энергии выработки (в виде ГАЭС или ГАЭС), что существенно удорожает получаемую от них электроэнергию. Это также дестимулирует электроэнергетические компании подключать ветровые установки к сетям (в ЕС законодательно установлена обязательность подключения) и ограничивает рост доли ВЭС уровнем 25 % общей установленной мощности системы. При условии государственной поддержки ветроэнергетики она станет полностью конкурентной с традиционными технологиями выработки электроэнергии к 2015-2020 годам.

Солнечная энергетика

Развитие солнечной фотовольтаики (прямого преобразования солнечной энергии в электроэнергию) в перспективе будет весьма быстрым, поскольку технология не достигла стадии зрелости. К 2015 г. капитальные затраты на их строительство могут быть снижены с современного уровня в 3700 до 2600 долл., к 2030 г. – до 1000 долл., к 2050 г. – до 750 долл. за 1 кВт. Эксплуатационные расходы могут быть снижены с 65 до 10 долл. на 1 кВт в год. Указанные оценки исходят из оптимистичной оценки технологического прогресса; при более медленных темпах эти показатели могут быть существенно выше.

Коэффициент обучения (снижение уровня издержек при удвоении мощности) для фотовольтаики в течение последних 35 лет составляет 0,8. Максимальный КПД солнечных батарей в 2008 г. достиг 47% при теоретическом пределе 93% и средних значениях в используемых установках в 10-15%.

В 2010 г. цены на солнечные панели снизились до 1200 долл. за 1 кВт. В случае успеха создания фотоэлементов на основе графена возможно снижение цен солнечных панелей к 2050 г. до 200 долл. за 1 кВт и солнечных электростанций до 500 долл. за 1 кВт. Необходимо отметить, что процесс производства солнечных панелей является весьма энергоемким и экологически опасным. При этом мощности по производству кремния могут ограничивать рост отрасли. Однако к 2030 г. возможно снижение доли кремниевых панелей с современного уровня в 90 до 30-40%, а к 2050 г. – до 10% за счет роста доли тонких кремниевых пленок и перехода к другим материалам.

В области солнечных батарей до 2020 г. основными инновациями будут технологии нанесения пленок кремния на подложки, бесхлорные технологии очистки кремния (в т.ч. очистка силана, многократный зонный переплав и т.п.), новые полупроводниковые материалы (кроме кремния). После 2020 г. можно ожидать солнечных батарей с использованием квантовых наноразмерных эффектов. После 2030 г. рынок солнечных батарей перейдет от кремния к новым материалам.

Среди наиболее перспективных технологических вариантов рассматриваются следующие: 1) *Тонкопленочная технология*. Фотоэлементы на основе слоев полупроводника субмикронной толщины или аморфного кремния, медно-индиевого диселенида, теллурида кадмия, на основе полимеров, а также фотохимические элементы. 2) *Мультиузловая технология*. Многослойное напыление разных по эффективности полупроводников, включая арсенид галлия, германий, фосфида галлия и индия. 3) *Полупроводниковые красители*. Для их изготовления применяются диоксид титана, фуллерены, а также фотоэлектрохимические ячейки для выделения водорода из воды под воздействием солнечного света.

Другой технологией прямого преобразования солнечной энергии в электрическую является создание термоэмиссионных источников энергии. Бурный прогресс в создании новых материалов для катодов позволяет создать полупромышленные образцы уже к 2015 году.

Развитие термальней солнечной энергетики в перспективе будет весьма быстрым, поскольку технология не достигла стадии зрелости. К 2015 г. капитальные затраты на их строительство могут быть снижены с современного уровня в 7250 до 5600 долл., к 2030–2050 г. – до 4200 долл. за 1 кВт. Эксплуатационные расходы могут быть снижены с 300 до 150 долл. на 1 кВт в год. Успех CSP (concentrating solar power) – концентрированных солнечных батарей – зависит от успешности создания систем аккумуляиро-

вания. Современные системы аккумулирования позволяют выдавать нагрузку в течение нескольких часов в отсутствие солнца. На основе систем аккумулирования энергии КПД установок может быть повышен с современного уровня в 12-15 до 23% к 2030 г. и 25% к 2050 г., а КИУМ – с современного уровня в 40 до 50% к 2030 г. и 65% к 2050 г.

Капитальные затраты на строительство и эксплуатацию солнечных термальных электростанций очень велики, а темпы совершенствования технологии (коэффициент обучения) ниже, чем для фотовольтаики. Но использование солнечного тепла для накопления химической энергии может помочь в создании высокоэффективных электростанций на основе освоенных технологий газовой и ядерной энергетики.

Солнечные коллекторы для теплоснабжения. Плотность солнечной энергии на 1 кв. км земной поверхности на экваторе составляет 1 ГВт. Мощность солнечных установок на этой площади может составить (с учетом КПД) до 200-500 МВт. По концентрации энергии солнечная энергетика существенно превосходит другие виды ВИЭ. Следует отметить, что развитие солнечной энергетики будет требовать отчуждения значительных площадей (2-5 кв. км на 1 ГВт мощности). Однако, во-первых, в мировом масштабе это немного. Во-вторых, развитие топливной энергетики с учетом нарушения земель при добыче и зон отчуждения электростанций также требует больших площадей (хотя собственно генерирующая установка гораздо компактнее).

В области солнечных коллекторов главной задачей до 2020 г. является резкое снижение стоимости с нынешних 200 долл. за 1 м². Использованию полимерных солнечных коллекторов препятствуют разложение пластика в горячей воде и загрязнение воды токсичными веществами. Технология массового производства дешевых стеклянных или металлических коллекторов позволит резко расширить их применение, особенно в беднейших тропических странах.

Биоэнергетика

Развитие технологий биоэнергетики (для производства электроэнергии, по биотопливу см. раздел 5.1. «Технологии конечного потребления энергии») в перспективе будет медленным. К 2050 г. капитальные затраты на строительство конденсационных электростанций на биомассе могут быть снижены с современного уровня в 2800 до 2400 долл. (уровень насыщения). Эксплуатационные расходы могут быть снижены с 180 до 150 долл. на 1 кВт в год. К 2050 г. капитальные затраты на строительство ТЭЦ на биомассе могут быть снижены с современного уровня в 5250 до 4200 долл., к 2030 г. – до 3250 долл., к 2050 г. – до 2850 долларов. Эксплуатационные расходы могут быть снижены с 400 до 200 долл. на 1 кВт в год.

Производство электроэнергии из биомассы, основанное на обычном паровом цикле, является хорошо разработанной технологией. Биомасса представляет собой топливо, сходное с углем, поэтому для нее могут применяться такие же технологии. Имеется возможность совместного сжигания биомассы и угля на действующих угольных станциях. Биомасса может составлять до 10% топлива (в пересчете на уголь). Новые технологии, такие как комбинированный цикл газификации на биомассе и газе (biomass integrated gasifier/gas turbine, BIG), сейчас разрабатываются, но пока являются высокочрезвычайными, и их внедрение идет медленно. В качестве сырья могут быть использованы специальные энергетические культуры.

Производство биогаза требует дополнительных капиталовложений (метантенков, систем улавливания свалочного газа), но позволяет использовать «неудобные» виды сырья и отработанные технологии газовой энергетики. Теплота сгорания биогаза может быть повышена на 30% в солнечных химических конверторах.

Важным свойством биомассы при производстве электроэнергии и теплоты в различных энергетических установках, как стационарных, так и мобильных, является то, что биомасса легко смешивается с большинством видов ископаемого топлива: твердая – с углем, этанол – с бензином, сингаз и биогаз – с природным газом. Это позволяет применять ее как добавку при сжигании ископаемого топлива при минимальном удорожании энергоносителя.

Необходимо отметить, что использование в биоэнергетике специальных сельскохозяйственных культур с учетом продовольственных потребностей человечества возможно только при радикальном повышении урожайности.

Для производства 1000 млн т н.э. первичной биомассы (13% потребления энергии на транспорте) необходимо повышение урожайности зерновых в 2 раза к 2050 г., а для производства 2400 млн т н.э. – в 3 раза. При этом не учитываются необходимость отвода земель под заселение, доступность воды, деградация почв, последствия изменения климата, они не учитывают также увеличение поголовья скота и потребления мяса. Около 3600 млн т н.э. биомассы в год используется в качестве корма для животных, в то время как продукты, используемые непосредственно для питания человека, составляют только 1800 млн т н.э. Указанные ограничения будут сдерживать производство биомассы из сельскохозяйственных культур.

Для производства биотоплива из целлюлозы (путем ферментного гидролиза или дистилляции) могут быть использованы побочные продукты сельского хозяйства (солома) и отходы лесоперерабатывающей промышленности. Культуры, которые в настоящий момент относятся к категории отходов, и остатки зерновых культур могут давать до 500 млн т н.э. первичной биомассы, или 500 млрд л этанола в год. Дополнительный эффект может быть получен в результате увеличения переработки древесины.

От 700 до 1200 млн т н.э. может быть получено путем переработки различных органических отходов. Общий потенциал биомассы составляет 1400-3600 млн т н.э.

Гидроэнергетика и энергия океана

Гидроэнергетика достигла стадии зрелости. К 2015 г. капитальные затраты на строительство возрастут с современного уровня в 2700 до 2850 долл., к 2030 г. – до 3010 долл., к 2050 г. – до 3300 долл. за 1кВт. Эксплуатационные расходы могут возрасти с 110 до 140 долл. на 1 кВт в год.

Выделяется обычно 3 типа ГЭС: станции мощностью до 10 МВт относятся к микрогидростанциям; станции мощностью до 30 МВт относят к мини-ГЭС (МГЭС); станции, имеющие мощность выше этого значения, относятся к большой энергетике. Все большую роль в современной системе энергоснабжения играют микроГЭС мощностью меньше 1 МВт.

Мировым лидером в большой и малой гидроэнергетике является Китай. В Индии также ведется активное строительство малых ГЭС (мощностью до 3 МВт). В стадии строительства находятся около 4000 станций с общей проектной мощностью 8370 МВт.

Существующие крупные гидроэлектростанции во многих случаях являются самыми дешевыми источниками электроэнергии, поскольку большинство станций было построено 30-40 лет назад, и их стоимость полностью амортизирована. Для новых крупных станций затраты на генерацию лежат в пределах 0,03–0,04 долл./кВт•ч. Затраты на генерацию на малых гидростанциях (то есть < 10 МВт) оцениваются на уровне 0,02–0,10 долл./кВт•ч. После амортизации высоких первоначальных затрат себестоимость может быть снижена, так как ГЭС эксплуатируются без больших затрат на замещение оборудования в течение 50 и более лет.

При строительстве крупнейшей в мире ГЭС «Санься» в Китае (19 ГВт) при затоплении ложа водохранилища пришлось переселить более миллиона человек. Экологические и социальные последствия затопления земель привели к сдвигу тренда от крупнейших к малым и микроГЭС. Создание модульных геликоидных и ортогональных гидроагрегатов создает возможность освоения гидропотенциала сверхнизких (1-5 м) перепадов уровня. Кроме приливных электростанций это – низконапорные гидросооружения, ирригационные и технологические водотоки. Сверхнизконапорные гидроагрегаты позволят получать гидроэнергию в густонаселенных районах орошаемого земледелия (Восточная, Южная и Юго-Восточная Азия).

Помимо выработки электроэнергии, гидроэлектростанции выполняют функции аккумулирования энергии воды и балансирования мощности, это приводило к созданию гигантских водохранилищ сезонного и многолетнего регулирования. Для снижения ущерба от плотин требуется приближение гидрографа реки ниже плотины к естественному и, следовательно,

прекращение сезонного регулирования объема водохранилища. Русловые ГЭС (без объемного водохранилища, с гидрографом, близким к естественному) с 1970-х гг. строятся в США и Западной Европе. Можно ожидать, что к 2050 г. большинство новых ГЭС будут русловыми, а функции балансирования мощности перейдут к другим типам электростанций.

Для МГЭС необходимо повысить эффективность управления режимами работы станций, создать эффективные схемы интеграции МГЭС в системы электроснабжения и т.п. Центральным элементом больших и МГЭС является турбина, поэтому основные усилия направлены на повышение ее эффективности, неразрушаемости лопастей и пр. Одним из последних достижений в этом направлении является разработка и начало производства опытных установок для гидротурбины мощностью 100-1000 кВт на базе безлопастных агрегатов. В случае МГЭС их рыночная привлекательность может значительно повыситься при переходе на заводское производство полностью укомплектованного целого агрегата, а также на поставку полностью автоматизированных МГЭС с системой удаленного управления.

Мощность приливов составляет порядка 2500 ГВт, что несколько меньше мощности всех электростанций мира. Однако эта энергия распределена по побережьям крайне неравномерно и сосредоточена преимущественно в воронкообразных заливах, причем практически все они удалены от крупных потребителей. Создание в России наплавного ортогонального гидроагрегата позволяет строить приливные электростанции любой мощности. Для эффективного использования энергии ПЭС необходимо аккумулирование полученной энергии (например, строительство ГАЭС) или создание энергоемких производств периодического действия. По-видимому, ПЭС будут играть существенную роль только в локальных энергосистемах. Возможно также создание единичных объектов большой мощности. Так, мощность ПЭС в Пенжинской губе может составить до 100 ГВт при КИУМ 0,25.

Освоение энергии волн находится на стадии технических экспериментов. Ведутся также работы по использованию термальной энергии океана (разности температур между слоями воды), включая экспериментальную установку в Норвегии.

Геотермальная энергетика

Развитие технологий геотермальной энергетики в перспективе будет сравнительно медленным. Капитальные затраты на строительство конденсационных геотермальных электростанций могут быть снижены с современного уровня в 12 500 до 11 000 долл. к 2015 г., 7250 долл. к 2030 г. и 5200 долл. к 2050 году. Эксплуатационные расходы могут быть снижены с 650 до 330 долл. на 1 кВт в год. Аналогичное снижение ожидается для геотермальных ТЭЦ.

Расширение применения геотермальной энергии требует повышения доступности геологической информации. Стоимость бурения может составить до 50% стоимости проекта. Главная проблема геотермальных станций заключается в необходимости обратной закачки отработанной воды в подземный водоносный горизонт. В термальных водах содержится большое количество солей различных токсичных металлов (например, бора, свинца, цинка, кадмия, мышьяка) и химических соединений (аммиака, фенолов), что исключает сброс этих вод в природные водные системы, расположенные на поверхности. Можно ожидать эволюционного совершенствования технологии, паровых и бинарных энергоблоков. Геотермальная энергетика может обеспечить дешевое автономное энергоснабжение в ряде регионов мира.

Адаптация энергетических систем к высокой доле ВИЭ

Возобновляемые источники энергии по технологическим причинам внедряются в электроэнергетику значительно быстрее, чем в теплоснабжении и на транспорте. Как указывалось в разделе 3.2, широкое распространение ВИЭ требует адаптации электроэнергетических систем к работе в условиях распределенной и нестабильной генерации. Внедрение ВИЭ в электроэнергетику может быть достигнуто созданием технологий управления энергосистемами, накопления и дальнего транспорта электроэнергии.

Необходимо отметить, что для ВИЭ по сравнению с другими типами генерирующих мощностей характерны весьма низкие значения КИУМ (10-20%) по сравнению с атомными энергоблоками (70-95%) и тепловой энергетикой (60-80%, при оптимальной нагрузке со стороны энергосистемы). Как следствие, доля ВИЭ в выработке электроэнергии всегда существенно ниже, чем в генерирующих мощностях. При этом энергия ВИЭ пока слабо используется в теплоснабжении и практически не используется на транспорте, поэтому доля ВИЭ в ТЭБ еще ниже, чем в выработке электроэнергии.

В 2010-2050 гг. КИУМ ВИЭ будет возрастать (по оценкам, примерно в 2 раза, что дает результат существенно ниже, чем в топливной энергетике) в результате оптимизации как работы отдельных установок, так и энергосистемы в целом, поэтому рост мощностей будет более медленным, чем рост выработки электроэнергии.

Ключевой проблемой является нестабильность выработки ветровой и солнечной энергии и несовпадения пиков генерации с пиками нагрузки. Эта проблема может быть решена развитием систем накопления энергии. Кроме того, она естественным образом будет смягчаться по мере роста масштабов возобновляемой энергетики и ее географического распространения. Разнонаправленные колебания генерации и потребления в рамках крупных систем, особенно охватывающих ряд часовых поясов, могут быть успешно компенсированы.

Рост экономической эффективности ВИЭ

Высокие издержки были длительное время ключевым препятствием для развития ВИЭ. В 2000-е гг. происходило быстрое снижение себестоимости ВИЭ по мере технологического прогресса и вследствие «отдачи от масштаба».

В результате к концу 2000-х гг. ветровая энергетика (как наземная, так и шельфовая) стала вполне конкурентоспособной по отношению к топливной энергетике в Европе и некоторых других регионах мира. Использование биомассы также приблизилось к уровню конкурентоспособности. Себестоимость в других направлениях возобновляемой энергетике также быстро снижалась, однако солнечная энергетика пока далека от уровня конкурентоспособности в крупном масштабе, а геотермальная энергия носит локальный характер.

В перспективе 2010-2050 гг. снижение себестоимости ВИЭ продолжится под воздействием тех же факторов технического прогресса и отдачи от масштаба, по мере достижения стадии технологического насыщения кривая обучения уже не будет показывать столь быстрого снижения себестоимости при удвоении мощности. По мере роста ВИЭ будет происходить переход от наиболее эффективной части ресурсов (с относительно высокой плотностью энергии и низкими издержками, расположенных вблизи от потребителей) к менее эффективной части. Этот процесс в сочетании с ростом спроса на оборудование, сырье и материалы (кремний для солнечной энергетике, сельскохозяйственное и лесное сырье, металлы и пр.) вызовет рост издержек.

Как правило, издержки в энергетике имеют U-образный характер: после быстрого снижения наступает стабилизация, а затем рост. Иными словами, сначала имеет место положительная отдача от масштаба, а затем – отрицательная. В нефтяной промышленности длительный период падения издержек с 1970-х гг. сменился тенденцией к их росту. Схожий тренд наблюдался в газовой и атомной отраслях. Возобновляемая энергетика не связана с эксплуатацией ограниченных геологических запасов, однако в ней эта тенденция может проявиться по технологическим причинам (как и в атомной энергетике).

Снижение себестоимости ВИЭ особенно важно для их распространения в развивающихся странах, где остро стоят ограничения. Выбор источника энергии, как правило, зависит не только от его стоимости, но и от уровня надежности, политической, экологической и социальной безопасности, ожиданий и приоритетов потребителя.

5.4. Технологии атомной энергетики

Атомная энергетика – самая сложная в технологическом отношении отрасль мировой энергетики, поэтому перспективы технологического развития являются определяющими для развития отрасли. В 2010-2050 гг. эти

перспективы будут связаны: 1) с реакторами 3-го и 4-го поколений, 2) с реакторами на быстрых нейтронах (РБН), 3) с малыми ядерными энергетическими установками (МЯЭУ).

Перспективы реакторов 3-го и 4-го поколений

В настоящее время основу мировой атомной энергетики (90% мощности) составляют реакторы на тепловых нейтронах 2-го поколения (легководные кипящие или с водой под давлением), часть из которых классифицируется как поколение 2+ из-за наличия продвинутых систем безопасности и управления. Реакторы 2-го поколения разрабатывались в 1970-1980-х гг. и строятся до настоящего времени. Ко 2-му поколению относятся такие наиболее распространенные типы реакторов, как российский ВВЭР, американский PWR, европейский и др. В ряде стран по-прежнему эксплуатируются реакторы 1-го поколения (РБМК и др.), созданные в 1960-1970-е годы.

В перспективе ожидается постепенный переход мировой атомной энергетики на реакторы 3-го, а затем и 4-го поколения. Первые реакторы 3-го поколения уже строятся (американо-японские реакторы AP-1000 – в Китае, европейские PWR – в Финляндии). Реакторы 3-го поколения обладают повышенными характеристиками надежности, эффективности и управляемости, а также повышенной мощностью (1200-1600 МВт по сравнению с 1000 МВт для стандартных реакторов 2-го поколения). Кроме того, реакторы 3-го поколения в отличие от реакторов 2-го поколения должны быть стандартизированы и допускать серийное производство оборудования и строительство, что позволит существенно снизить себестоимость строительства.

Реакторы 4-го поколения будут разработаны в течение 2010-2020-х гг. а с 2030 г. начнется их активное строительство. Реакторы 4-го поколения отличаются наличием физических систем безопасности и высокой эффективностью работы.

Вместе с тем в силу высокой инерционности мировой атомной энергетики реакторы 2-го поколения будут еще долго составлять основу мировой атомной энергетики. Значительная часть реакторов 2-го поколения может быть модернизирована до уровня 2+ или до уровня 2++, по характеристикам приближающегося к реакторам 3-го поколения.

Реакторы на быстрых нейтронах

К числу важнейших проблем существующих реакторов на быстрых нейтронах (РБН) относятся низкая надежность и дороговизна строительства. Для их создания требуются материалы с более высокой радиационной стойкостью, чем для тепловых реакторов.

Главная причина аварий – возгорание натрия, используемого в качестве теплоносителя в жидкой форме, при контакте с воздухом. Так, на российском реакторе БН-600, в Японии (реактор Monju), Франции (реактор Rapsodie, Phenix и Superphenix), Великобритании (Dounreay Fast Reactor – DFR, Prototype Fast Reactor – PFR) были многочисленные пожары по этой причине. Все программы создания РБН начиная с 1970-х гг. столкнулись со значительными трудностями. Кроме БН-600 (Россия, Белоярская АЭС), все запущенные реакторы (в мире – 9 единиц) выведены из эксплуатации (во Франции промышленный реактор Phenix остановлен в 2009 г.). Но в России не реализован замкнутый ядерный топливный цикл, поэтому реактор работает на плутонии.

Реальные удельные капитальные вложения в первый опытно-промышленный быстрый реактор БН-600 на 40% выше, чем для серийного теплового ВВЭР-1000. В 2000-е гг. на российском реакторе БН-600 Белоярской АЭС были решены технические проблемы и достигнуты высокие показатели безопасности, равные показателям реакторов на медленных нейтронах. Строительство реактора БН-800 по стоимости будет превышать стоимость строительства медленных реакторов на 20%. Серийное строительство, как ожидается, позволит выйти на уровень, характерный для тепловых реакторов, или более низкий.

Как следствие, в 2009-2010 гг. интерес к развитию РБН резко возрос. В России, занимающей в настоящее время лидирующие позиции в этом направлении, строится блок БН-800 на той же станции. В начале 2010 г. Правительство РФ приняло федеральную целевую программу «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 г. и на перспективу до 2020 года». Уже к 2012 г. предполагается опытная загрузка строящегося реактора БН-800 (должен быть запущен в 2012 г.), а к 2014 г. должна начаться его промышленная эксплуатация.

Индия строит собственный промышленный реактор электрической мощностью 500 МВт в Калпаккаме, пуск намечен на 2010-2011 годы. На следующем этапе Индия планирует построить малую серию из четырех быстрых реакторов той же мощности. Китай в 2010 г. вел переговоры с Россией о строительстве в Китае российскими компаниями четырех реакторов на быстрых нейтронах к 2020 г., а также о закупке лицензий и патентов для последующего самостоятельного развития отрасли. Интерес к реакторам на быстрых нейтронах проявляет Республика Корея. В 2010 г. Франция объявила о строительстве нового промышленного реактора на быстрых нейтронах к 2020 году.

Кроме того, в США компания TerraPower предполагает создать два типа волновых реакторов – средней (300 МВт) и большой (1000 МВт) мощности. Волновой реактор (traveling-wave reactor, TWR, иногда переводится как «бегущая волна») представляет собой один из вариантов реактора на быстрых нейтронах.

Разрабатываются и другие проекты РБН без использования натрия, что позволит устранить эту проблему, но требует дополнительных затрат и времени. Наиболее безопасным считается быстрый реактор со свинцово-висмутовым теплоносителем. Заявленный Россией в 1990-е гг. реактор БРЕСТ–300 до сих пор находится на стадии НИОКР. По-видимому, масштабное развитие РБН возможно только при условии создания новых типов реакторов, которое пока сталкивается с серьезными трудностями и требует технологического прорыва.

Особняком стоит проект реактора «бегущей волны». Это проект реактора-размножителя с натриевым теплоносителем. Реакция идет в узком слое, перемещающемся в активной зоне со скоростью 1 мм в день⁵⁰. В качестве топлива предполагается U^{238} , Th^{232} , отработанное ядерное топливо. Загрузка топлива в нем производится один раз.

Успехи проекта по созданию реакторов на быстрых нейтронах и реализации замкнутого ядерного топливного цикла являются определяющим для будущего мировой атомной энергетики и окажут существенное воздействие на энергетику в целом. Инновационная гонка между крупнейшими государствами мира (США, Россия, Франция, Китай, Япония, Индия, Республика Корея) определяется стремлением обеспечить национальную энергетическую безопасность, технологическое лидерство и крупный рынок сбыта технологичной продукции.

Переход на реакторы на быстрых нейтронах позволит использовать уран-238, составляющий 99,3% природных ресурсов урана, и накопленные запасы отработанного ядерного топлива. Создание реакторов на быстрых нейтронах имеет смысл только в случае организации *замкнутого ядерного топливного цикла (ЗЯТЦ)*, предполагающего переработку отработанного ядерного топлива для получения свежего топлива, которое может быть использовано на тепловых реакторах. Реализация ЗЯТЦ требует решения комплекса технических и организационных проблем, включая исключение утечки радиоактивных материалов.

Ториевый топливный цикл

Торий не поддерживает цепную реакцию, поэтому для «запала» реактора нужно другое ядерное топливо. Общие запасы тория в 3-4 раза превышают запасы урана. Наиболее интенсивно работы по ториевому циклу ведутся в Индии, обладающей крупными залежами торий-содержащих пород. Уже работают энергетические уран-ториевые реакторы по типу тяжеловодных реакторов CANDU. Пока опыт использования ториевого топлива достаточно мал и возможность широкого распространения ториевого цикла неясна.

⁵⁰ <http://www.nuc.berkeley.edu/files/TerraPowerGilleland.pdf>.

Ряд стран проявляют интерес к подкритическому ториевому реактору. В таком реакторе цепная реакция поддерживается за счет внешнего источника протонов. Это позволяет добиться большей безопасности, но требует затрат электроэнергии на работу ускорителя. Пока эта технология не достигла даже стадии масштабных экспериментов.

Ториевый цикл имеет существенные недостатки. Добыча тория сложнее и дороже из-за бедности месторождений и сложности их состава. Переработка облученных ториевых ТВЭЛов сложнее и дороже переработки урановых. Для реализации новых проектов реакторов потребуется не менее 20 лет.

Малые ядерные энергетические установки

Важным дополнительным направлением технологического развития станет разработка и внедрение эффективных реакторов малой мощности (малых ядерных энергетических установок – МЯЭУ мощностью 10-100 МВт). Корпусные реакторы, к которым относятся все водо-водяные реакторы, требуют изготовления крупных ответственных металлических деталей на специализированном мелкосерийном производстве. С целью снижения затрат на строительство АЭС и повышения универсальности заводов атомного машиностроения рассматриваются проекты блочных реакторов меньшей мощности.

В России в 2010 г. была спущена на воду, а в 2012 г. начнет постоянную работу первая плавучая атомная теплоэлектростанция (ПАТЭС) мощностью 65 МВт, предназначенная для энергоснабжения удаленных районов Крайнего Севера. До 2015 г. планируется построить еще 6 ПАТЭС, а потенциальный мировой рынок таких установок оценивается как минимум в 100 единиц за 10 лет. Американская компания Hyperion Power Generation разрабатывает реактор электрической мощности 25 МВт. Компания предполагает продать до 4000 реакторов стоимостью 25-30 млн долл. и уже имеет портфель в 100 заказов. Первый реактор должен быть произведен в 2013 году. По состоянию на начало 2010 г. реактор находился на рассмотрении Комиссия по ядерному регулированию США (NRC) как концептуальная разработка.

Прогресс исследований материалов для эмиттеров электронов в ближайшие 10-20 лет позволит вместо термодинамического цикла с паровыми или газовыми турбинами широко использовать термоэмиссионные источники электроэнергии.

МЯЭУ могут быть использованы в удаленных регионах, а также могут придать энергосистемам новое качество, став основой автономных электроэнергетических систем малых и средних городов. Реакторы такого типа могут распространиться в случае развертывания серийного производства модульных реакторов, обслуживаемых в автоматическом режиме с заменой по истечении срока эксплуатации (до 60 лет).

МЯЭУ сделают локальные сообщества сравнительно независимыми от поставок энергии извне. Такая инновация будет иметь значимые социально-экономические и социально-политические последствия в виде тренда децентрализации. Однако ее реализация помимо решения технических проблем требует также подготовки общественного мнения к повсеместному использованию МЯЭУ, в том числе вблизи населенных пунктов, поскольку наиболее эффективна комбинированная выработка тепла и электроэнергии, а эффективное расстояние транспортировки тепловой энергии не превышает 25 км.

Фундаментальным достоинством МЯЭУ является возможность организации автономного энергоснабжения при полной независимости от природных условий (в отличие от ВИЭ) при стабильности выработки в течение десятилетий. Низкая маневренность является важным недостатком.

В инерционном и стагнационном сценариях работы по МЯЭУ не выйдут из стадии отдельных промышленных образцов, а после 2020 г. будут свернуты из-за технических проблем, а также общественного мнения. В инновационном сценарии эти проблемы будут разрешены. В 2010-е гг. будет накапливаться опыт разработки, строительства и эксплуатации МЯЭУ, в 2020-е гг. начнется их массовое строительство. К 2030 г. они получат значительное распространение (не менее 500 единиц в мире общей мощностью до 50 ГВт), а к 2050 г. станут важным элементом мировой энергосистемы (до 2500 единиц мощностью до 250 ГВт).

Кроме производства электроэнергии, реакторы используются для опреснения воды. Ведутся работы над проектами химических ядерных реакторов, в которых тепло реактора используется для проведения химических реакций, протекающих при высоких температурах. Такие реакторы могут быть созданы к 2030 году.

Развитие атомных технологий породило целый комплекс новых технологических направлений. С целью снижения рисков компаний ядерно-энергетического комплекса следует максимально использовать другие применения созданных в них неядерных технологий (spin-off) – термостойкие и коррозионностойкие материалы, датчики и приборы, системы управления, высоконадежные теплообменники, сверхпроводящие ограничители тока и накопители энергии, изотопные препараты для медицины и другие медицинские технологии.

Термоядерная энергетика

Реакторы с магнитным удержанием плазмы. Установки термоядерного синтеза с магнитным удержанием плазмы разрабатываются с 1955 года. Удалось достичь на короткое время мощности 16 МВт, получено превышение выделенной энергии (тепловой) над затраченной. На китайском ре-

акторе EAST в 2008 г. достигнуто соотношение потраченной и полученной энергии 1:1,25.

В 2007 г. в исследовательском центре Кадараш на юге Франции началось строительство международного экспериментального термоядерного реактора. Но получение плазмы для запуска реактора перенесено с 2016 г. на конец 2019 года. Сам запуск реактора переносится на 2026 год.

Реакторы с инерциальным удержанием плазмы. Инерциальный управляемый термоядерный синтез — один из видов ядерного синтеза, при котором термоядерное топливо удерживается собственными силами инерции. Быстрый и равномерный нагрев термоядерного топлива приводит к термоядерному синтезу раньше разлета плазмы. При использовании данного принципа реактор будет импульсным. Время удержания соответствует 10^{-9} секунды, что создает значительную проблему мгновенности разогрева. Испытываются схемы зажигания плазмы лазером и пучком заряженных частиц.

Американская «Национальная установка зажигания» (National Ignition Facility — NIF) 10 марта 2009 г. произвела рекордный лазерный импульс в 1,1 МДж. На возведение комплекса ушло 12 лет и 4 млрд долл. Проекты реакторов с инерциальным удержанием плазмы мощностью 10 и 25 ГВт разрабатывались во ВНИИТФ в Снежинске. В случае успеха работоспособная версия инерциальной установки, скорее всего, будет создана после 2050 года.

«Холодный термоядерный синтез». С 1989 г. неоднократно сообщалось об экспериментах, в ходе которых был получен повышенный выход нейтронов, свидетельствующий о протекании термоядерных реакций. В большинстве случаев результаты эксперимента оказывались некорректными.

С учетом указанных факторов, мощность термоядерных установок к 2100 г., по оценке Е.П. Велихова, вряд ли превысит 100 ГВт. До 2050 г. их развитие не окажет существенного влияния на мировую энергетику.

Проблемы радиационной безопасности атомной энергетики

Проблема комплексной радиационной безопасности атомной энергетики (безопасность работы АЭС, хранение радиоактивных отходов – РАО и отработанного ядерного топлива – ОЯТ, нераспространение ядерного оружия) является одной из ключевых для отрасли. Особенно важной она стала после аварии 1979 г. на АЭС «Три-Майл-Айленд» в США и аварии на Чернобыльской АЭС в СССР в 1986 году. Недопущение таких аварий, оказавших огромное негативное влияние на развитие отрасли, является ключевой задачей наряду с решением проблемы РАО и ОЯТ.

Штатная эксплуатация АЭС не ведет к радиационному воздействию на человека и окружающую среду, превышающему естественный уровень,

и является безопасной. На АЭС мира периодически происходят аварии с радиоактивными выбросами, однако в абсолютном большинстве случаев, за исключением указанных выше крупнейших аварий, они являются незначительными.

За последние 25 лет под воздействием импульса Чернобыльской аварии произошел большой прогресс в безопасности АЭС. Так, в России с 1992 по 2009 г. общее количество отклонений от штатного режима сократилось с 165 до 38, а важных для безопасности – с 32 до 0 (последнее отклонение – в 2003 г.). Значительные вложения в системы физической безопасности и управления вызвали рост временных и финансовых затрат при строительстве АЭС.

Вероятность эндогенной аварии на АЭС либо аварии, вызванной природными катастрофами (землетрясение и т.п.), в настоящее время весьма низка. Защищенность АЭС от террористических актов также весьма велика, более существенным риском является разрушение энергоблока в результате военных действий (но АЭС в наиболее конфликтных регионах мира практически нет; исключение составляют Индия и Пакистан). Тем не менее риск крупномасштабных аварий может подорвать перспективы развития отрасли.

Проблема РАО – ОЯТ пока не имеет системного и долгосрочного решения. К 2008 г. в мире было накоплено до тысяч тонн РАО и ОЯТ. Во всех ведущих странах созданные хранилища носят временный характер. Однако в США ведется строительство постоянного хранилища, а в Швеции и Финляндии такие хранилища построены, в России в 2010 г. введено в строй хранилище под Красноярском. Проблема РАО во всех сценариях будет решаться строительством новых постоянных хранилищ, а также снижением количества отходов и уровня их радиоактивности. Проблема ОЯТ в инновационном сценарии будет решена за счет создания замкнутого ядерного топливного цикла.

В 2000-е гг. была доказана возможность перевода радиоактивных изотопов в нерадиоактивные путем облучения их частицами с управляемым спектром. В 2004 г. проект «Разработка физических основ экологически чистой технологии получения атомной энергии» стал победителем Конкурса русских инноваций.

Оценки стоимости АЭС с тепловым или быстрым реактором и получаемой на них электроэнергии сегодня очень сильно разнятся из-за отсутствия международного промышленного опыта по захоронению отходов, а также зависят от реализации замкнутого ядерного топливного цикла (ЗЯТЦ).

Можно заключить, что в случае отсутствия ЗЯТЦ доля затрат на вывод реакторов из эксплуатации и обращение с отходами в общих издержках ядерной энергетики будет расти и подрывать рентабельность отрасли. Проблема может быть решена за счет перехода к реакторам 3-го и 4-го поколе-

ний, а проблема ОЯТ – за счет развития реакторов на быстрых нейтронах и создания замкнутого ядерного топливного цикла.

Проблема нераспространения ядерного оружия. Тренд диффузии ядерных технологий и материалов по миру слабо связан с работой АЭС и отражает общий тренд повышения доступности технологий и роста геополитических противоречий в ряде регионов мира (на Ближнем Востоке – Иран, Израиль, Саудовская Аравия; Индия и Пакистан; Восточная Азия – КНДР, Республика Корея, Япония; Юго-Восточная Азия).

Для производства ядерного оружия необходим высокообогащенный уран с содержанием урана-235 20% и более. На современных АЭС с тепловыми реакторами используется низкообогащенный уран с содержанием урана-235 3,5%. Для обогащения урана необходимы сложные и энергоемкие технологии.

В случае перехода к реакторам на быстрых нейтронах мировая атомная энергетика будет использовать необогащенный уран с содержанием урана-235 0,7-1% (на уровне месторождения). Но реакторы на быстрых нейтронах, в принципе, могут быть использованы для получения высокообогащенного урана путем изменения режима их работы и некоторых технологических изменений (например, это имело место в Индии). Однако для реакторов на быстрых нейтронах будут не нужны мощности по обогащению, на которых может быть произведен высокообогащенный уран.

Распространение реакторов на быстрых нейтронах может быть безопасным при условии создания замкнутого ядерного топливного цикла и международной системы переработки отработанного ядерного топлива и контроля над ним, что требует поиска новых политических решений – международного соглашения по контролю за ядерным топливом, определяющего круг стран, ответственных за его производство, хранение и распределение.

В 2006 г. по инициативе России создан первый в мире Международный центр по обогащению урана (МЦОУ) на базе Ангарского электролизного комбината. В перспективе Россия может использовать созданные ноу-хау в обогащении урана (наиболее совершенная в мире газоцентрифужная технология), переработке отработанного ядерного топлива (Красноярск) для усиления своих позиций на мировом рынке.

Резюме

В развитии атомной энергетики существует принципиальная развилка. Если атомная энергетика останется на современном уровне развития с преобладанием тепловых реакторов, то ее развитие будет состоять в ограниченном количественном росте и не окажет радикального воздействия на мировую энергетiku. Если же атомная энергетика перейдет на новый уро-

вень технологического развития, то она может стать одним из факторов энергетической революции.

5.5. Технологии топливной энергетики

Технологии топливной энергетики достигли стадии зрелости, однако существует потенциал дальнейшего снижения капитальных затрат и повышения эффективности оборудования. В то же время, на динамику издержек будет оказывать влияние введение платы за выбросы парниковых газов.

Нефтяная отрасль

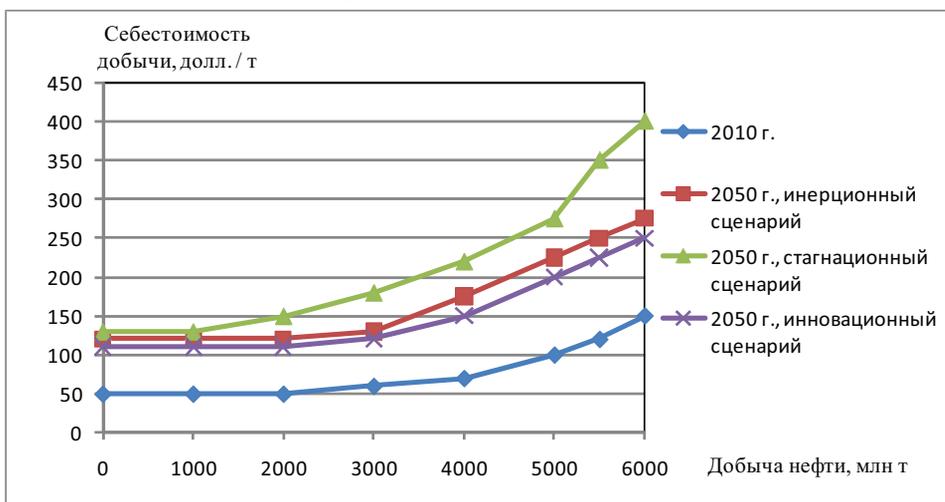
В **нефтяной отрасли** продолжится инерционное технологическое развитие, особенно в части добычи нетрадиционных запасов (тяжелые и вязкие нефти, трудноизвлекаемые запасы, глубоководный шельф), а также вторичных и третичных методов повышения коэффициента извлечения нефти. Тем не менее указанные технологии не позволят преодолеть тенденцию роста издержек из-за ухудшения качества запасов и сдвига добычи в районы с неблагоприятными природными условиями. В случае роста или поддержания добычи средние и предельные издержки будут расти. При снижении добычи издержки могут быть снижены за счет приоритетного вывода из эксплуатации наименее эффективных месторождений. Значимое воздействие на отрасль окажут технологии в сфере конечного энергопотребления (раздел 5.1), в первую очередь в химической промышленности и на транспорте.

Рост издержек при добыче нефти быстро шел в 2000-е гг. и был обусловлен истощением наиболее дешевых запасов нефти (с благоприятными геологическими и природными условиями, высоким качеством нефти), а также удорожанием металлов, оборудования и рабочей силы. Это вызывает сдвиг добычи в районы со сложными природными и геологическими условиями, включая глубоководный шельф и арктические моря, рост добычи нетрадиционных видов нефти.

Производственные проблемы состоят не только в росте издержек, но и в спаде добычи во многих освоенных и удобно расположенных районах и месторождениях. Спад в мировой добыче нефти в 2009 г. был подготовлен кризисными явлениями в отрасли в 2005-2008 гг., когда, несмотря на рекордный уровень цен на нефть, наблюдались значительные производственные проблемы в большинстве крупнейших производителей.

В настоящее время основная часть нефти добывается при издержках не выше 30 долл. за баррель (включая как капитальные, так и операционные издержки), при этом до 30% нефти добываются при издержках ниже

15 долл., а до 10% – более 50 долл. при максимальных значениях («замыкающая цена») около 80 долл. (рис. 5.1).



Источник: расчеты ИЭС с использованием данных МЭА.

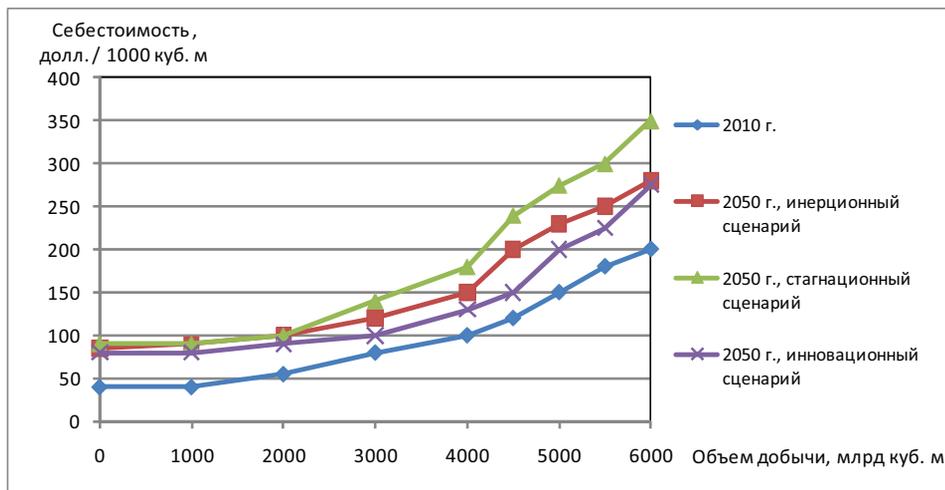
Рис. 5.1. Кривая издержек при добыче нефти

В силу различий в объеме спроса «замыкающая цена» в инерционном сценарии составит 60 долл. за баррель, в стагнационном сценарии – 60 долл. за баррель, в инновационном сценарии – 40 долл. за баррель. Таким образом, рост издержек и соответственно фундаментально обоснованного уровня цен является неизбежным трендом. При этом если в инерционном сценарии нефть по-прежнему не будет иметь альтернативы на транспорте, то в инновационном сценарии такая альтернатива появляется, а после 2030 г. она становится доминирующей. В таких условиях высокие издержки при добыче нефти будут стимулировать сдвиг от нефти к другим видам топлива.

Газовая отрасль

В газовой отрасли продолжится инерционное технологическое развитие, особенно в части добычи нетрадиционных запасов (сланцевый газ, шахтный метан, газ плотных пород, газогидраты). Как и в нефтяной отрасли, продолжится рост издержек, несмотря на технологический прогресс. В настоящее время 30% природного газа добывается при издержках не выше 100 долл. за 1 тыс куб. м (включая как капитальные, так и операционные издержки). При этом до 30% природного газа добывается при издерж-

ках ниже 30 долл., а до 10% – более 200 долл. (рис. 5.2). «Замыкающая цена» составляет около 250 долларов. Таким образом, добыча некоторых видов нетрадиционного газа (сланцевый газ, газ угольных месторождений, газ в плотных породах) рентабельна уже сейчас.



Источник: расчеты ИЭС с использованием данных МЭА.

Рис. 5.2. Кривая издержек при добыче природного газа

В силу различий в объеме спроса «замыкающая цена» в инерционном сценарии составит 250 долл. за 1 тыс. куб. м, в стагнационном сценарии – 220 долл. за 1 тыс. куб. м, в инновационном сценарии – 120 долл. за 1 тыс. куб. м.

Преобладание на газовом рынке фундаментальных факторов, которое частично сохранится и в будущем, будет определять диапазон уровня цен. При этом если в инерционном сценарии природный газ будет приоритетным видом топлива, то в инновационном сценарии он столкнется с нарастающей конкуренцией со стороны атомной и возобновляемой энергетики в производстве электроэнергии и тепла.

Запасы традиционного газа вполне достаточны для обеспечения потребностей мировой энергетики (обеспеченность составляет около 70 лет), но 2/3 этих запасов сосредоточена всего в трех странах (Россия, Иран, Катар), что стимулирует крупнейших потребителей (США, ЕС, в перспективе – Китай) к развитию собственной добычи при недостаточных запасах традиционного газа. Дополнительными факторами были политические проблемы, связанные с поставками природного газа, а также переход ряда крупнейших месторождений традиционного газа в стадию падающей добычи.

В результате в 2000-е гг. в США добыча нетрадиционных видов природного газа возросла в 3 раза – с 100 до 300 млрд куб. метров. Технологический прогресс позволил снизить себестоимость добычи до уровня традиционного газа (менее 100 долл. за 1000 куб. м). Доля нетрадиционного газа в мировой добыче возросла до 12%.

В перспективе по мере роста издержек при добыче природного газа (из-за падения добычи на крупнейших месторождениях и сдвига добычи в менее благоприятные по геологическим и природным условиям районы, что особенно выражено в России) будет стимулироваться добыча нетрадиционных видов природного газа не только в США, но и в Европе и Китае. Добыча нетрадиционных видов природного газа отличается высокими издержками, требует значительных площадей, затрат водных ресурсов и предполагает серьезный ущерб для окружающей среды, но экономические соображения и требования национальной безопасности, по-видимому, перевесят.

В газовой электроэнергетике к 2015 г. капитальные затраты на строительство парогазовых установок с конденсационным циклом снизятся с современного уровня в 690 до 675 долл., к 2030 г. – до 610 долл., к 2050 г. – до 550 долл. за 1 кВт. КПД может возрасти с 57 до 64%. Средний по миру КПД газовых станций составляет 43%. Ведутся НИОКР по повышению температуры газовой турбины до 1500 °С за счет добавления в газовое топливо H_2 и CO . Это позволит поднять КПД парогазового цикла до 75%.

В перспективе основной технологией газовой электроэнергетики станет парогазовый цикл. Для России необходима срочная модернизация газовой электроэнергетики с целью перехода от паросилового цикла на парогазовый. Потенциал экономии за счет такой модернизации составляет порядка 40 млрд m^3 газа, что сравнимо с экспортом российского газа в Германию. Принципиальное значение имеет также переход от конденсационного цикла на теплофикационный, позволяющий повысить общий КПД до 60-65% и более.

Угольная отрасль

В угольной отрасли ожидаются внедрение инновационных технологий добычи и снижение издержек, а также развитие технологий переработки угля, в том числе с получением жидких и газообразных продуктов.

В угольной электроэнергетике к 2015 г. капитальные затраты на строительство энергоблоков *на каменном угле* снизятся с современного уровня в 1320 до 1230 долл., к 2030 г. – до 1160 долл., к 2050 г. – до 1100 долл. за 1 кВт. КПД может возрасти с 45 до 53%. Средний по миру КПД угольных станций составляет 36%.

Капитальные затраты на строительство энергоблоков *на буром угле* снизятся с современного уровня в 1570 до 1440 долл., к 2030 г. – до 1350 долл., к

2050 г. – до 1290 долл. за 1 кВт. КПД может возрасти с 41 до 45%. Средний по миру КПД угольных станций составляет 36%.

При этом угольные энергоблоки достигают максимальной эффективности только при высокой единичной и станционной мощности; использование угля на установках малой мощности связано с высокими издержками и высоким уровнем выбросов вредных веществ. Это снижает перспективы использования угля в инновационном и стагнационном сценариях, поскольку этот вид топлива не может удовлетворить системную потребность в распределенном и автономном энергоснабжении.

Внедрение новых технологий использования угля является ключевой проблемой развития угольной отрасли в условиях роста значения экологических факторов и обострения межтопливной конкуренции. В настоящее время основу мировой угольной электроэнергетики составляют паровые энергоблоки с докритическими параметрами пара и факельным сжиганием угля. Перспективы технологического развития угольной отрасли связаны с несколькими направлениями: 1) энергоблоками со сверхкритическими и суперсверхкритическими параметрами пара, 2) новыми способами сжигания угля (в кипящем слое, в угольной пыли, с внутрицикловой газификацией), 3) технологиями газификации угля с последующим использованием угольного газа, 4) улавливанием и захоронением углерода.

В 2010-2030 гг. в угольной энергетике будут строиться энергоблоки со сверхкритическими параметрами пара. Технология сверхкритического парового цикла (SCSC) является коммерческой. В Китае по SCSC строится половина всех новых станций (в 2009 г. более 60 ГВт).

Энергоблоки с суперсверхкритическими параметрами пара (ССКПП) уже созданы и эксплуатируются в ряде стран, но не получили широкого распространения в силу высокой стоимости и нерентабельности в существующих экономических условиях. Технология суперсверхкритического парового цикла (с давлением 30 МПа и температурой 600 °С) повышает КПД с 34–36 до 44–46 %. Мировое энергомашиностроение движется к достижению температуры 700 °С и КПД 55–57 %.

Новые способы сжигания угля (в циркулирующем кипящем слое, в угольной пыли, с внутрицикловой газификацией) в настоящее время находятся в стадии опытно-промышленной эксплуатации. По мере ужесточения ограничений на выбросы CO₂ и снижении капитальных затрат эти технологии получают более широкое распространение. К 2030 г. такие блоки будут доминировать во вводе новых угольных электроэнергетических мощностей и составлять существенную часть общей мощности. Для котлов небольшой и средней мощности с ЦКС может конкурировать сжигание водоугольного топлива.

После 2020 г. основной технологией может стать IGSS (интегрированный цикл комплексной газификации угля) – преобразование угля в газ. Углекис-

лый газ и все выбросы удаляются на этапе газификации и/или после нее, а полученный газ тут же сжигается в традиционных паросиловых или парогазовых установках. Сегодня капитальные затраты станций IGCC приблизительно на 20% выше, чем у обычных станций.

Технологии газификации угля с последующим использованием угольного газа, в отличие от внутрицикловой газификации угля, предполагают использование газообразных продуктов конечными потребителями и рентабельны только при дефиците природного газа.

Технологии улавливания и захоронения углерода (CCS) в отличие от рассмотренных ранее технологий не предполагают повышения эффективности сжигания угля и ориентированы только на снижение выбросов CO₂. Существуют две основные технологии: интенсификация поглощения CO₂ растениями (например, в бассейне с водорослями) и захоронение в горных породах (в том числе в нефтегазовых пластах).

Сегодняшний повышенный интерес к технологиям улавливания и захоронения CCS связан исключительно с проблемой снижения выбросов CO₂ в рамках политики предотвращения глобального изменения климата и с ожидаемым ростом потребления угольного топлива.

Технология улавливания и захоронения CO₂ не требует разработки каких-то совершенно новых технологических решений, но специфика задачи – улавливание, транспортировка и долгосрочное захоронение значительных объемов CO₂ – обуславливает необходимость решения некоторых вопросов. Все компоненты и технология в целом являются достаточно энергоемкими, что требуется учитывать при оценке эффектов их применения. Из-за дороговизны установок для улавливания уходящих газов (самый дорогой компонент процесса) их смогут использовать только крупные источники выбросов. В качестве хранилищ CO₂ могут использоваться только глубокие (более 600 м) подземные резервуары естественной и искусственной природы, такие как нефтяные пласты, отработанные штольни и пр. Основная проблема при захоронении – утечки, так как пока нет опыта контроля за ними в течение длительного времени (много десятилетий). В основном CCS может использоваться при добыче ископаемого топлива из месторождений с достаточно глубоким залеганием, а также как дополнительный технологический узел на угольных и газовых электростанциях.

В случае применения этой технологии при добыче нефти и природного газа путем обратной закачки в пласты (это практикуется и сейчас, но в целях повышения отдачи пласта) проблемы возникают только с предупреждением утечек CO₂ из пласта при длительном хранении. Дополнительные затраты на эти технологии при высоких ценах на топливо могут полностью окупаться за счет повышения коэффициента отдачи пласта, делая CCS коммерчески привлекательным.

Гораздо сложнее ситуация с применением CCS на угольных и газовых электростанциях. К проблеме собственно улавливания здесь добавляются проблемы строительства мощностей для захоронения, поиска не слишком удаленных подходящих резервуаров для захоронения, чтобы по возможности снизить дополнительные затраты.

В настоящее время действует несколько исследовательских программ и демонстрационных проектов CCS, но до окончательного выбора оптимальных решений и их коммерциализации еще далеко. Неопределенность перспективы использования CCS сохранится до тех пор, пока не будут приняты посткиотское соглашение и документы, аналогичные Марракешским соглашениям.

Внедрение имеет смысл только при высокой стоимости выбросов CCS и одновременно – отсутствии альтернативных видов топлива, что маловероятно в силу общих принципов развития энергетики. Сама технологическая схема искусственна и весьма дорога, поэтому масштабного внедрения CCS не произойдет (отдельные стагнации в Европе). По оценкам МЭА, внедрение CCS ведет к удорожанию конечной продукции угольных ТЭС на 21-91%. Промышленные технологии с CCS появятся только после 2020 г., и коммерчески привлекательными они могут стать после 2030 года. Исходя из указанных факторов эта технология не получит распространения.

РАЗДЕЛ 6. ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Ключевые собственные тренды развития мировой энергетики формируются на основе трендов развития социума и экономики, технологических трендов, а также ресурсных и экологических ограничений, но не сводимы к ним.

6.1. Динамика энергетики

Конкурентоспособность отраслей энергетики

Ключевым фактором энергетического развития является соотношение затрат на различные источники энергии, определяемое темпами и направлением технологического прогресса. Решающую роль играют как пропорции между топливной, атомной и возобновляемой энергетикой, так и характеристики конкретных технологий. Эти характеристики зависят от сценария развития мировой энергетики (табл. 6.1).

В инерционном сценарии продолжается медленное удешевление технологий топливной энергетики в силу инерционного технологического развития. В атомной энергетике капитальные затраты также незначительно снижаются благодаря переходу к стандартизованным реакторам 3-го поколения. В возобновляемой энергетике продолжается снижение издержек более быстрыми темпами, чем в топливной энергетике, но существенно меньшими, чем в других сценариях. Темпы удешевления солнечной энергетики падают из-за достижения пределов эффективности существующих технологий, проблем при внедрении новых, а также проблем при производстве кремния (отрицательный эффект масштаба: рост издержек при росте отрасли из-за столкновения с ограничениями). В результате к 2030-2050 гг. конкурентоспособность возобновляемой энергетики остается ограниченной. Отрасль во многих случаях требует государственной поддержки.

В стагнационном сценарии снижение издержек в топливной энергетике практически прекращается из-за ужесточения ограничений на выбросы CO₂, требующих перехода на «чистый уголь» и использования более дорогостоящего оборудования, а также из-за снижения вложений в развитие этих технологий. В атомной энергетике издержки не только не снижаются, но даже растут из-за ужесточения мер безопасности и правил работы с радиоактивными отходами и отработанным ядерным топливом. В возобновляемой

энергетике издержки снижаются несколько быстрее, чем в инерционном сценарии. В результате к 2030 г. возобновляемая энергетика приближается к конкурентоспособному уровню, а к 2050 г. достигает его. Это происходит не только за счет ее удешевления, но и за счет удорожания других видов энергетике.

Таблица 6.1. Динамика капитальных затрат в энергетике, долл./кВт

Фактор	2010 г.	Сценарии					
		Инерционный		Стагнационный		Инновационный	
		2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.
Топливная энергетика							
Газовая генерация	690	650	600	700	650	610	550
ТЭС на каменном угле	1320	1250	1200	1300	1300	1160	1100
ТЭС на буром угле	1570	1450	1350	1600	1600	1350	1290
Атомная энергетика							
Тепловые реакторы	2000	1800	1800	2400	2400	1600	1400
Реакторы на быстрых нейтронах	3000	2800	2800	3200	3500	2200	1600
Возобновляемая энергетика							
Наземные ветроэлектростанции	1400	1200	1100	1100	1100	950	900
Морские ветростанции	2650	1800	1600	1800	1600	1460	1300
Солнечная фотовольтаика (PV)	4000	2600	2000	2200	1600	1000	750
Концент. термальные солнечные ЭС (CSP)	7000	6000	6000	5500	5000	4200	4200
КЭС на биомассе	2800	2700	2600	2700	2600	2450	2350
ТЭЦ на биомассе	5100	4500	4000	4500	3500	3750	2850
Большая гидроэнергетика	2700	3100	3300	3100	3300	3100	3300
Малая гидроэнергетика	2500	2200	2000	2200	2000	2200	2000
Геотермальные КЭС	8000	7250	5200	7250	5200	7250	5200
Геотермальные ТЭЦ	8500	7500	5500	7500	5500	7500	5500

Примечание. Приведены средние оценочные показатели. Фактические показатели демонстрируют значительный разброс.

Источник: Greenpeace, DLR, оценки ИЭС.

В инновационном сценарии к 2030-2050 гг. существенно снижаются издержки топливной энергетики (до 20%). Однако это не приводит к росту ее конкурентоспособности из-за опережающего удешевления других видов энергии. В результате реализации проекта развития атомной энергетики капитальные затраты на строительство АЭС существенно падают за счет серийного строительства стандартных энергоблоков 3-го и 4-го поколений, решения проблемы отработанного ядерного топлива. Особенно быстро снижаются затраты для реакторов на быстрых нейтронах, которые по уровню издержек приближаются к тепловым реакторам. В результате уже к 2030 г. возобновляемая энергетика становится вполне конкурентной в целом ряде регионов мира, резко возрастает конкурентоспособность атомной энергетики. При этом они решают различные задачи в силу специфики получаемой энергии: атомные электростанции обеспечивают независимость выработки от природных условий и поставок сырья, а возобновляемая энергетика – гибкость энергосистем. Относительные позиции топливной энергетики быстро слабеют.

Количественная оценка себестоимости получаемой электроэнергии затруднена тем, что на нее помимо технологических факторов влияют также и другие факторы: учетная ставка, уровень цен на топливо, физический износ действующих мощностей и состав, режим эксплуатации генерирующих мощностей и т.п. В целом себестоимость электроэнергии будет подчиняться тем же трендам, что и капитальные затраты. При этом уровень цен на топливо будет действовать в противоположном направлении: в инерционном сценарии высокие цены на топливо будут снижать конкурентоспособность топливной энергетики, а в инновационном сценарии низкие цены будут замедлять ее сокращение. Инерция основных фондов, их возраст и состав будут снижать конкурентоспособность топливной энергетики до 2030 г. (поскольку мощности ВИЭ современные, а мощности топливной энергетики могут иметь возраст до 50 лет и более). После 2030 г. этот фактор будет нейтральным.

Специфика работы энергосистемы в инерционном сценарии (с медленным развитием «умных» сетей и сохранением принципов организации энергосистемы) будет снижать конкурентоспособность возобновляемой энергетики из-за нестабильности выработки и поддерживать конкурентоспособность газовой энергетики, требуя наличия маневренных мощностей. В инновационном сценарии создание энергосистем нового поколения, решение проблем стабилизации нагрузки увеличат конкурентоспособность атомной энергетики, а также возобновляемой энергетики. Сходный тренд будет проявляться и в стагнационном сценарии с акцентом на адаптацию нагрузки к уровню генерации.

Динамика конечного потребления энергии

Динамика конечного потребления будет определяться, с одной стороны, технологическим прогрессом, а с другой стороны – быстрым ростом спроса на все виды энергии из-за индустриализации (производственный сектор), урбанизации и роста уровня жизни в развивающихся странах (коммунальный сектор), автомобилизации (транспортный сектор) – табл. 6.2. Все указанные процессы будут наиболее интенсивны в развивающихся странах.

Таблица 6.2. Динамика конечного потребления энергии по секторам, млрд т н.э.

Фактор	2010 г.	Сценарии					
		Инерционный		Стагнационный		Инновационный	
		2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.
Промышленный сектор	2,2	3,1	4,1	3,0	3,9	3,7	4,0
Коммунальный и сервисный сектор	3,2	4,3	4,9	4,0	3,9	3,9	4,0
Транспортный сектор	2,3	3,2	4,0	2,4	2,0	2,2	2,2
Прочие сектора МЭА	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2
Всего	7,8	10,8	13,0	9,5	10,0	10,0	10,4

Источник: расчеты ИЭС.

Потребление энергии **мировой промышленностью** к 2030 г. может составить от 3,0 до 3,7 млрд т н.э. и от 3,9 до 4,1 млрд т н.э. к 2050 году. Динамика зависит от скорости инновационного обновления промышленности и трансфера современных индустриальных технологий в развивающиеся страны, а также их перехода на менее энергоемкую модель роста. В настоящее время в развивающихся странах энергоемкость базовых технологических процессов превышает показатели развитых стран в 1,5-4 раза. При этом только на Китай, находившийся в 2000-е гг. на пике индустриализации и инфраструктурного строительства, приходилось более 50% мирового производства и потребления стали, цемента и угля. Это отражает как колоссальную накопленную инерцию роста энергопотребления, так и колоссальный потенциал энергосбережения.

Потребление энергии в коммунальном и сервисном секторах к 2030 г. может составить от 3,9 до 4,3 млрд т н.э. и от 3,9 до 4,9 млрд т н.э. к 2050 году. При этом снижение удельного и абсолютного энергопотребления в развитых странах будет компенсироваться быстрым ростом затрат энергии на кондиционирование в развивающихся странах. Для достижения комфортного уровня жизни в развивающихся странах душевое потребление электроэнергии в коммунальном секторе должно возрасти как минимум в 4-5 раз (с 120 кВт•ч в год до 550 кВт•ч); при этом его уровень все равно будет существенно (в 3-7 раз) ниже современного уровня развитых стран (1500-3500 кВт•ч). Однако при максимальном внедрении современных технологий такой уровень может быть достаточным для обеспечения высокого уровня комфорта. С учетом задержек в распространении новых технологий реальный потенциал роста потребления электроэнергии достигает 10 раз. Аналогичная ситуация складывается в обеспечении тепловой энергией, где распространение кондиционирования в развивающихся странах может привести к колоссальному потенциальному спросу на энергию.

Потребление энергии на транспорте к 2030 г. может составить от 2,4 до 3,2 млрд т н.э. и от 2,0 до 4,0 млрд т н.э. к 2050 г. в зависимости от уровня автомобилизации, темпов повышения эффективности двигателей, а также распространения альтернативных нефтепродуктам видов энергии.

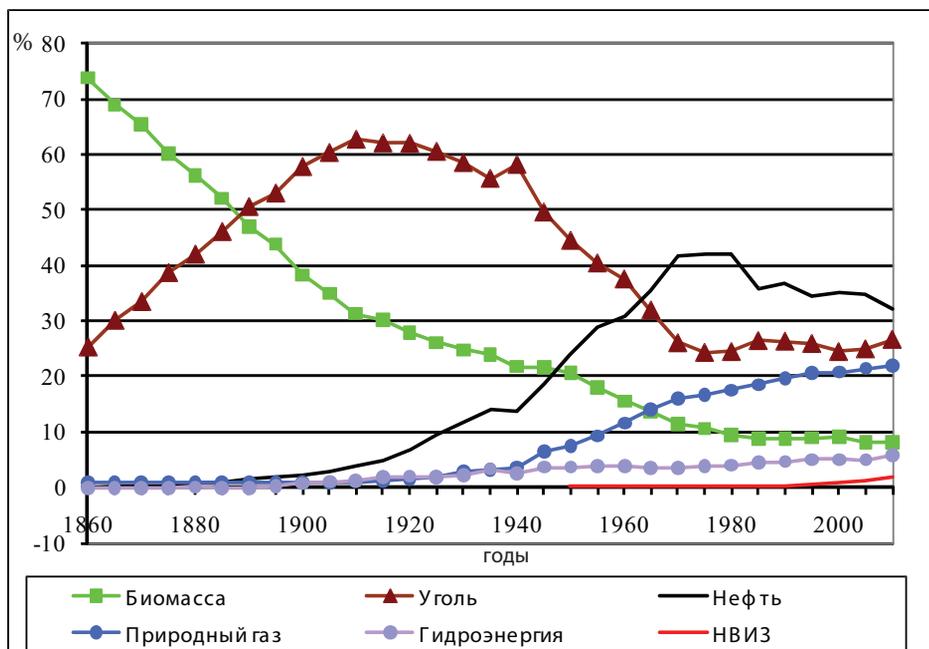
Общее конечное потребление энергии (включая информационный сектор) к 2030 г. может составить от 9,5 до 9,8 млрд т н.э. и от 10,0 до 13,0 млрд т н.э. к 2050 году. Динамика зависит от скорости инновационного обновления промышленности. При этом до 2030 г. минимальный уровень энергопотребления наблюдается в стагнационном сценарии, а к 2050 г. – в инновационном сценарии благодаря ускорению технологического развития. Максимальный уровень наблюдается в инерционном сценарии.

Структура первичного производства энергии

Анализ структуры мирового первичного производства энергии показывает, что для всех видов ТЭР и технологии их использования характерна колоколообразная форма кривой доли в ТЭБ (рис. 6.1).

На этой кривой выделяются стадии:

- зарождения – медленного роста при очень низких значениях доли,
- роста с быстрым увеличением доли,
- стабилизации при высоких значениях доли,
- спада с быстрым снижением доли,
- стагнации с медленным снижением сократившейся доли.



Источник: расчеты ИЭС.

Рис. 6.1. Структура мирового потребления энергии, %

Рост потенциала нетопливной энергетики. Уже к 2020 г. ряд направлений возобновляемой энергетики станет эффективно конкурировать с топливной энергетикой, что к 2030 г. вызовет значительный сдвиг в пользу ВИЭ. К этому же времени будут решены проблема устойчивости энергосистем, основанных на ВИЭ, и проблема моторного топлива.

К 2030 г. вследствие изменений в социуме сформируются и станут массовыми принципиально новые черты спроса на энергию – потребность в мобильных источниках энергии, в децентрализованных источниках энергии, в энергообеспечении информационных сетей. Поскольку такие требования не могут быть удовлетворены топливной энергетикой, они будут дополнительно способствовать отходу от нее. Необходимо подчеркнуть связь между характером экономического и социального развития и типом энергетики. Развитие ВИЭ опирается на распределенных потребителей с малой единичной мощностью (аграрная либо постиндустриальная экономика, сельское население или малые города), в то время как развитие топливной энергетики опирается на концентрированных потребителей с высокой единичной мощностью (крупная энергоемкая промышленность и крупные города). Таким образом, топливная энергетика является имманентной для индустри-

альной фазы развития, а возобновляемая – для постиндустриальной, что и определяет перспективы перехода к ВИЭ. Атомная энергетика в настоящее время имеет черты индустриальной (высокая мощность единичного агрегата, изоляция от потребителя, негибкость выработки электроэнергии), но может приобрести постиндустриальные черты (установки малой мощности, «ядерные батарейки»), а также использовать уникальную характеристику – полную независимость от внешних природных условий и поставок сырья. Атомная энергетика может рассматриваться как имманентная для когнитивной фазы развития.

Сравнение со сценарием энергетической революции «Гринпис» и инерционным сценарием МЭА 2009 г. показывает, что сценарий МЭА соответствует нашему инерционному сценарию. Сценарий энергетической революции «Гринпис» близок к стагнационному сценарию, но отличается меньшим энергопотреблением, особенно ископаемых топлив, из-за завышенных, на наш взгляд, ожиданий относительно скорости сдвигов в мировой энергетике. Инновационный сценарий не имеет прямых аналогов, но сравнительно близко к нему подходит Технологический сценарий МЭА⁵¹. Указанное сходство касается не только структуры производства первичной энергии, но и других характеристик сценариев, а также их содержательного наполнения.

Сдвиг от количественных к качественным показателям производства и потребления энергии подрывает традиционную методологию расчета топливно-энергетического баланса и требует перехода к его обобщенному виду с учетом «качества» или ценности, потребляемой энергии. В настоящее время эта задача не решена.

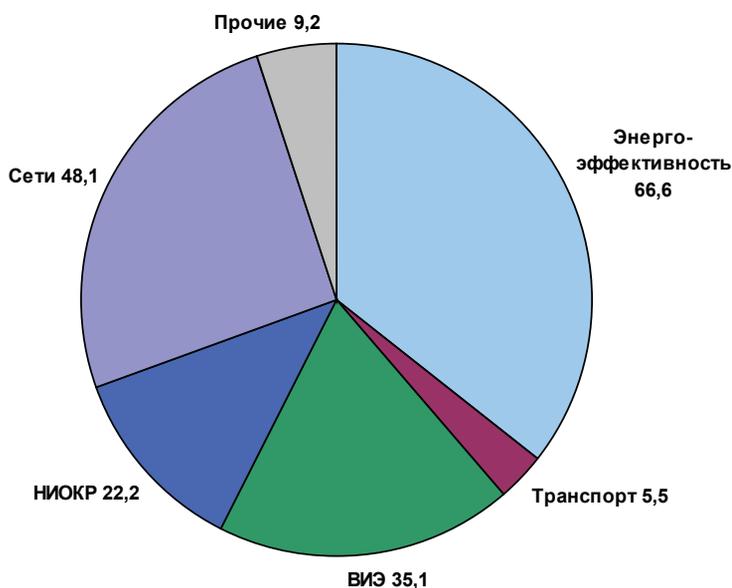
Проблемы государственного регулирования энергетики

В настоящее время в рамках G-20 ведутся переговоры по отмене субсидий неэффективного ископаемого топлива. В США отмена субсидии будет означать рост финансового бремени на ископаемую энергетику на 40 млрд долл. ежегодно. Только в нефтяной отрасли налоговые льготы обеспечивают экономию отрасли в 4 млрд долларов. Китай рассматривает снижение налоговых льгот на землю для производителей ископаемого топлива. Канада опубликовала проект закона об отмене ускоренной амортизации для инвестиций в добычу нефти из битуминозных нефтяных месторождений (accelerated capital cost allowance for investment in oil sands assets). Германия отменяет финансовую поддержку угольной отрасли до 2018 года. Корея отменит поддержку производителям антрацита. Турция продолжит политику по отмене господдержки угольных шахт. Необходимо отметить,

⁵¹ Перспективы энергетических технологий. МЭА, 2008.

что отказ от субсидий продиктован в том числе борьбой с дефицитом бюджетов.

В 2009 г. в рамках антикризисных пакетов экономических стимулов правительства предоставили значительные субсидии на развитие энергетики. Крупнейшим направлением вложений была энергоэффективность, далее следовали ВИЭ, развитие электроэнергетических сетей (технологии «умных» сетей) и НИОКР (рис. 6.2). Крупнейшие пакеты помощи были приняты в США (67 млрд долл.), Китае (69 млрд), ЕС (11 млрд), Японии (8 млрд).



Источник: Renewables Global Status Report: 2009.

Рис. 6.2. Стоимость государственных программ стимулирования развития энергетики в рамках национальных антикризисных планов в 2009 г., млрд долл.

С 2000 по 2009 г. число стран, практикующих различные формы поддержки ВИЭ, возросло с 40 до 60, а объем поддержки составлял, по различным оценкам, 100-150 млрд долл. в год. Указанный уровень будет снижаться (к 2030 г. до 75 млрд долл.) по мере выхода ВИЭ в стадию зрелости. При этом будет происходить переход от прямого финансирования ВИЭ (субсидии, возврат налогов, гранты, кредиты и пр.) к косвенному институциональному регулированию через правила работы энергосистемы.

Необходимо отметить, что развитие атомной энергетики в 1960-1970-е гг. также осуществлялось со значительным вложением государственных средств, однако в тот период участие государства в промышленности и экономике в целом было существенно выше. Иными словами, такая поддержка не является исторически беспрецедентной, но в 2000-е гг. не имела аналогов. Кроме того, значительные субсидии (до 500 млрд долл. в год, по оценке МЭА) получает топливная энергетика (угольная энергетика в Европе, нетрадиционные виды углеводородов, потребительские субсидии в развивающихся странах), что уравнивает более высокий уровень налогообложения в нефтегазовой отрасли по сравнению с другими сферами экономики.

В 2010-2050 гг. в инерционном сценарии будут расти субсидии для потребления ископаемого топлива при стабилизации субсидий для возобновляемой энергетики. В стагнационном сценарии будут расти субсидии для возобновляемой энергетики при быстром снижении субсидий для ископаемого топлива. Наконец, в инновационном сценарии субсидии для ископаемого топлива также будут снижаться, а субсидии для возобновляемой и атомной энергетики концентрироваться на НИОКР и поддержке выхода на рынок новых технологий. Валовой объем субсидий будет снижаться.

6.2. Электроэнергетика

Электроэнергетика в 2010-2050 гг. будет центральным звеном мировой энергетики. В электроэнергетике будет наблюдаться ряд качественных изменений, а именно: 1) опережающий количественный рост мировой электроэнергетики и сдвиг электроэнергетики в развивающиеся страны, 2) перестройка корпоративной и рыночной структуры отрасли, 3) интеграция электроэнергетических систем крупных регионов мира. Качественные изменения будут выражены в первую очередь в развитых странах, в то время как основная часть количественного прироста будет сосредоточена в развивающихся странах.

Опережающий рост электроэнергетики в развивающихся странах

Электроэнергия является наиболее квалифицированным и универсальным видом энергии среди массово используемых в настоящее время. Электроэнергетика в 1950-2010 гг. развивалась многократно опережающими темпами по отношению к энергетике в целом. Если в 1950 г. ее доля не превышала 7,5%, то к 2010 г. достигла 21,7%.

В 2010-2050 гг. во всех сценариях продолжится ключевой тренд опережающего роста потребления электроэнергии по отношению к конечному потреблению энергии в целом в рамках общего повышения уровня квалифи-

кации используемой энергии. Этот тренд будет играть определяющую роль как в развитых, так и особенно в развивающихся странах, поскольку уровень электрификации в них в настоящее время весьма далек от насыщения.

Тренд является безальтернативным, однако скорость перехода к более квалифицированным видам энергии будет существенно зависеть от сценария развития мировой энергетики. В инерционном сценарии при сохранении современных тенденций доля электроэнергии в конечном энергопотреблении к 2030 г. составит 25,5%, к 2050 г. – 26,2%. В стагнационном и особенно инновационном сценарии этот процесс происходит быстрее и может привести к формированию «электрического мира». Доля электроэнергии в конечном энергопотреблении может достичь 27,7% к 2030 г. и 36,5% к 2050 г. за счет роста сектора электромобилей, электрификации коммунального хозяйства и промышленности.

Современный образ жизни и структура экономики требуют потребления электроэнергии в размере не менее 5000 кВт•ч на душу населения (при современном уровне эффективности развитых стран) при среднем по миру показателе около 3500 кВт•ч, в том числе в развивающихся странах – 2100 кВт•ч. С учетом прогресса технологий энергосбережения «современный стандарт энергопотребления» (как в производственном, так и в коммунальном секторе) может быть снижен до 3000 кВт•ч, но его росту будет способствовать повышение жизненных стандартов. Сочетание этих тенденций показывает, что потенциал роста потребления электроэнергии к 2030 г. в развивающихся странах весьма значителен (в 3-4 раза, до 5000 кВт•ч). В развитых странах в силу несравнимо более высокой насыщенности рынка (особенно в сфере услуг и коммунальном хозяйстве; в промышленности разрыв менее значителен) темпы роста потребления электроэнергии будут намного ниже. В 2030-2050 гг. развивающиеся страны продолжат догонять развитые страны, но разрыв в темпах роста будет уже не столь велик. Конкретные параметры роста зависят от сценария. Минимальный рост потребления электроэнергии ожидается в стагнационном сценарии, максимальный – в инновационном. В результате доля развивающихся стран в мировом потреблении электроэнергии возрастет с 48% в настоящее время до 52-56% к 2030 г. и 56-69% к 2050 году.

Опережающий рост мировой электроэнергетики и сдвиг электроэнергетики в развивающиеся страны создаст целый комплекс проблем. Во-первых, потребуются масштабное строительство новых генерирующих мощностей. В зависимости от сценария мощности мировой электроэнергетики должны возрасти в 2,0-2,8 раза. Разброс связан с разной структурой генерирующих мощностей и различиями в КИУМ.

При этом развитие возобновляемой энергетики, для которой КИУМ составляет 20-50% (причем в силу ограничений генерации, а не потребностей энергосистемы), будет способствовать опережающему росту мощностей относительно выработки электроэнергии. Однако оптимизация нагрузки на

генерирующие мощности за счет создания «умных» сетей позволит снизить потребность в мощности.

В результате в стагнационном сценарии вводы мощностей максимальны, в то время как в инновационном сценарии они минимальны (за счет сочетания тенденций энергосбережения и оптимизации работы сети). В инерционном сценарии низкие темпы энергосбережения компенсируются более медленным сдвигом к потреблению электроэнергии и меньшей долей возобновляемой энергетики, поэтому он занимает промежуточное положение.

Ожидаемый прирост крайне неравномерен по странам и регионам мира. Основная часть прироста генерирующих мощностей, как и в 2000-е гг., приходится на развивающиеся страны. Так, в Китае строительство генерирующих мощностей велось в 2000-е гг. очень высокими темпами (500 ГВт за 10 лет). Как ожидается, в 2010-е гг. будет введено еще до 300 ГВт мощностей, что позволит обеспечить растущий спрос.

Для создания указанных генерирующих мощностей, а также сетевого хозяйства потребуются значительные инвестиции, объем которых существенно зависит от сценария.

Максимальный уровень инвестиций требуется в стагнационном сценарии из-за быстрого роста мощностей возобновляемой энергетики при ее сравнительно медленном удешевлении. В инерционном сценарии инвестиции несколько ниже из-за меньшего потребления электроэнергии и ввода мощностей. В инновационном сценарии снижению инвестиций способствуют меньшие вводы мощностей и быстрое удешевление ВИЭ. В то же время в этом сценарии максимальны инвестиции в сетевые мощности и системы управления электроэнергетикой в связи с созданием электроэнергетических систем нового поколения. С учетом этого фактора, а также более высоких операционных издержек в инерционном сценарии (из-за роста цен на ископаемое топливо) общий уровень затрат между сценариями различается незначительно.

Интеграция электроэнергетических систем крупных регионов мира

Международная торговля в 2008 г. обеспечила только 3% мирового потребления электроэнергии, или 500 млрд кВт•ч. Объем международной торговли электроэнергией в Европе составил 310 млрд кВт•ч, или почти 10% потребления, в Северной Америке – 80 млрд кВт•ч, в России – 24 млрд кВт•ч, Парагвай поставил около 45 млрд кВт•ч в Бразилию

Ключевым последствием развития технологий дальнего транспорта электроэнергии (раздел 5.3) может стать интеграция электроэнергетических систем крупных регионов мира после 2030 года. Масштабы международной торговли электроэнергией в различных сценариях радикально различаются.

В инерционном и стагнационном сценариях этот тренд будет выражен слабо и коснется только развития торговли электроэнергией меж-

ду отдельными странами, хотя ее масштабы существенно возрастут (до 1500 млрд кВт•ч). В инновационном сценарии после 2030 г. ожидается формирование Единых энергетических систем Европы, Восточной Азии, Северной Америки, России и сопредельных стран, а также связей между ними. К 2050 г. указанный тренд приведет к формированию основ Единой электроэнергетической системы Евразии, а мировая торговля достигнет 5000 млрд кВт•ч.

Развитие международной торговли электроэнергией позволит оптимизировать структуру и объем генерирующих мощностей. Необходимо подчеркнуть, что объем торговли электроэнергией не отражает полностью роли межсистемных связей. Главными системными эффектами являются покрытие пиковых нагрузок и преодоление сбоев в работе энергосистемы. В силу кратковременности этих процессов объемы поставок незначительны (в кВт•ч), но их роль для энергосистемы весьма велика.

Развитие международной торговли электроэнергией требует решения не только технических, но и организационных (порядок диспетчеризации), экономических (порядок оплаты и создание международных рынков электроэнергии) и политических проблем. Уровень взаимного доверия стран, связанных поставками электроэнергии, должен быть существенно выше, чем в других отраслях энергетики, поскольку для электроэнергии, в отличие от нефти и природного газа, нельзя создать стратегические запасы.

В инерционном сценарии медленное формирование электроэнергетических систем нового поколения приведет к росту риска аварий, который будет увеличиваться по мере изнашивания генерирующего и сетевого оборудования в большинстве крупных энергосистем мира. Как следствие, неизбежны периодические аварии, которые по масштабам и последствиям могут превзойти крупнейшие исторические прецеденты.

Создание электроэнергетических систем нового поколения («умная энергосистема», технологии накопления электроэнергии, технологии дальнейшей передачи электроэнергии) в инновационном и стагнационном сценариях позволит повысить устойчивость системы к природным и техногенным авариям. Вместе с тем возрастут риски, связанные со сбоями систем управления, включая как спонтанные проблемы, так и риск кибернетических атак. В стагнационном сценарии рисками будут также независимость значительной части генерирующих мощностей от природных условий и нестабильность выработки.

Рыночная и корпоративная структура отрасли

Рынок электроэнергии отличается наименьшей степенью интеграции и наибольшим разнообразием рыночных моделей по сравнению с другими энергетическими рынками, которые формируются при наиболее активном участии и регулировании со стороны государства. Выделяют несколько ос-

новых моделей организации рынка. Вертикально интегрированные компании (локальные или государственные монополии) контролируют всю единую технологическую цепочку производства, передачи и сбыта электроэнергии. В рамках моделей конкурентного рынка предполагается организация конкуренции в производстве и (или) сбыте электроэнергии при сохранении государственного регулирования естественно-монопольных секторов (передачи и управления).

Государственная регулируемая монополия действует во Франции, локальная – в некоторых штатах США, модель единственного покупателя – в Южной Корее, Китае, Мексике, конкурентные рынки – в Великобритании, Скандинавских странах, некоторых штатах США. Преобладание той или иной модели, направление и эффективность реформ энергетики в конкретной стране определяются рядом технологических факторов.

В 1990-2000-е гг. происходила активная либерализация электроэнергетики в целом ряде стран (США, Россия, Европейский союз). Несмотря на различные модели либерализации, основными направлениями были создание конкурентного рынка (рынков) электроэнергии и мощности с контрактами различных типов (долгосрочные, форвардные, балансирующий рынок), разделение компаний по видам деятельности (генерирующие, сетевые, сбытовые, системный оператор), усложнение инструментов биржевой торговли. Спотовые рынки электроэнергии при отсутствии верхней границы цены (price cap) отличаются очень высокой волатильностью. Так, в Европе недельная волатильность составляет 15-60%, месячная – 40-90%.

В настоящее время в Европе функционируют: скандинавская электроэнергетическая биржа Nord Pool, итальянская GME, немецкая EEX (European Energy Exchange), французская Powernext, испанская OMEL, бельгийская Belrex, амстердамская APX (в Дании, Нидерландах и Великобритании), а также британская UK Power Exchange. Наиболее распространенными инструментами являются спот-рынок «на сутки вперед», балансирующий рынок «на час вперед», производные инструменты, квоты на выбросы CO₂. В последние годы как физические, так и в особенности финансовые сегменты электроэнергетических рынков быстро росли, но даже на наиболее либерализованном скандинавском рынке сохранялась значительная внебиржевая торговля (доля Nord Pool – 72% поставок), а на других рынках – намного больше. При этом произошла интеграция электроэнергетического рынка с финансовым (так, Nord Pool сотрудничает с фондовой биржей OMX). Увеличивается число производных финансовых инструментов (форвардные и фьючерсные контракты, опционы, свопы, контракты на разницу цен (contract for difference, CFD), спреды, рынки фиксированных прав на передачу – Fixed Transmission Right, погодные деривативы).

В США степень либерализации энергетического рынка очень сильно меняется в зависимости от штата. На электроэнергетических рынках Северо-

Востока (ISO NE, NY ISO, PGM), Техаса (ERCOT), Калифорнии (CA ISO) в настоящее время используются двусторонние контракты, контракты «на сутки вперед», торговля в режиме реального времени, функционирует рынок системных услуг, мощности и прав на передачу электроэнергии. Большинство энергетических систем используют только двусторонние контракты и сохраняют практику локальной монополии. В большинстве развивающихся стран рынок электроэнергии слабо либерализован и жестко регулируется.

Инфраструктурная сложность электроэнергетики на наиболее продвинутых рынках привела к формированию инновационных инфраструктурных рынков: рынка услуг оператора, рынка вспомогательных услуг (компенсация мощности и напряжения), рынка пропускной способности линий электропередачи.

Успешность реформ в значительной степени определялась уровнем и динамикой развития внутрисистемных связей, которые являются технологической основой конкурентного рынка. Таким образом, либерализованный биржевой рынок характерен для определенного этапа развития электроэнергетики. Так, в развивающихся странах он может быть эффективным только при наличии развитых электроэнергетических сетей (условие является необходимым, но недостаточным).

Как следствие, в перспективе 2010-2050 гг. структура электроэнергетического рынка существенно зависит от сценария развития мировой энергетики. В инерционном сценарии основными сдвигами будут либерализация электроэнергетических рынков в развивающихся странах до 2030 г. и усиление государственного регулирования после 2030 года. В стагнационном сценарии электроэнергетический рынок будет эволюционировать в направлении рынка не товаров, а услуг. В инновационном сценарии в результате формирования электроэнергетических систем нового поколения он трансформируется в рынок технологий.

6.3. Возобновляемые источники энергии

Развитие возобновляемых источников энергии в 2000-е гг. стало одним из ключевых сдвигов в мировой энергетике, а в 2010-2050 гг. сохранит эту роль. В возобновляемой энергетике будет наблюдаться ряд качественных изменений, а именно: 1) опережающий рост возобновляемой энергетики, 2) адаптация энергетических систем к высокой доле ВИЭ и их интеграция в энергетический рынок.

Опережающий рост возобновляемой энергетики

В 2000-е гг. возобновляемая энергетика развивалась с опережением большинства прогнозов и пережила мощный бум, особенно интенсивный в 2004-2008 гг., до начала мирового финансово-экономического кризиса.

С 2000 по 2009 г. мировая мощность ветровых электростанций возросла с 18 до 160 ГВт. Мировая мощность солнечных ФВ-электростанций возросла с 1,8 до 22,9 ГВт, малых ГЭС – с 20 до 100 ГВт. К 2009 г. мощность электростанций с использованием биомассы достигла 55 ГВт. Общая мощность электростанций на ВИЭ, включая также геотермальные электростанции и концентрирующие солнечные электростанции, достигла 367 ГВт (2000 г. – 49 ГВт), а с учетом большой гидроэнергетики – 1230 ГВт. Эта величина составляет 8% мировых генерирующих мощностей (с учетом ГЭС – 27%). Мощности по производству тепла с использованием солнечной энергии достигли 200 ГВт (рост с 2004 г. в 3 раза), с использованием биомассы – 300 ГВт (тепловых). Мировое производство биодизеля выросло в 6 раз (до 12 млрд л), этанола – в 2 раза (до 67 млрд л).

В результате к 2008-2009 гг. ВИЭ вышли на первое место в приросте мощностей в США и ЕС, обеспечивая до 50% вводов мощностей. Ветроэнергетика занимает первое место в мире по вводу генерирующих мощностей и по приросту выработки электроэнергии среди всех видов электростанций.

В мире в целом доля ВИЭ возросла с 6% в 2004-2005 гг. до 23% в 2008 г. и 40% в 2009 г. (рис. 6.3). Возобновляемая энергетика показывала самую высокую относительную динамику среди всех видов энергетики, хотя по абсолютным величинам роста уступала угольной, газовой и нефтяной отраслям. Лидирующее место в возобновляемой энергетике занимала ветровая; доля солнечной энергетики в производстве электроэнергии оставалась весьма незначительной. При этом быстрый рост ветровой энергетики и увеличение размеров единичной установки позволили снизить издержки, а также смягчить проблему нестабильности выработки электроэнергии за счет количества установок, распределенных по большой площади.

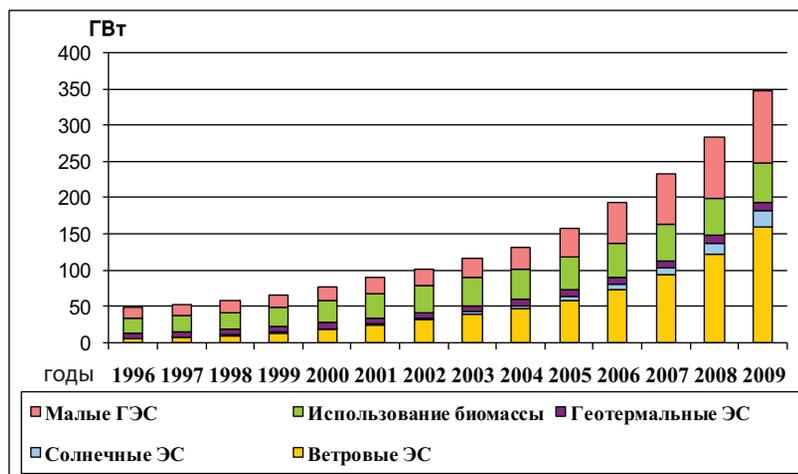


Рис. 6.3. Динамика возобновляемой энергетики в 1996-2009 гг.

Вместе с тем пока ВИЭ сконцентрированы в немногочисленных странах, обладающих технологическим лидерством в этом направлении и (или) имеющих значительные программы стимулирования возобновляемой энергетики (рис. 6.4). В большинстве стран распространение ВИЭ остается крайне незначительным.

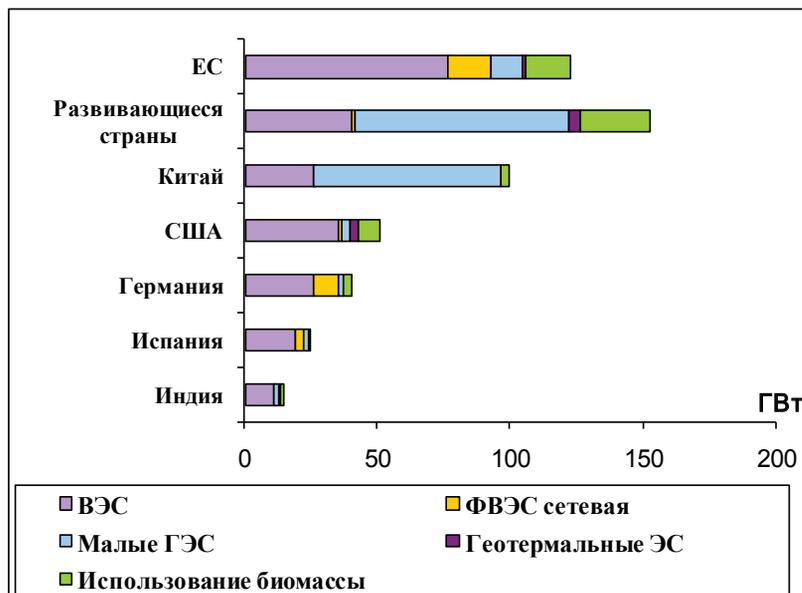


Рис. 6.4. Мощности возобновляемой энергетики по странам мира в 2009 г.

В 2010-2050 гг. быстрый рост возобновляемой энергетики продолжится. Вместе с тем увеличение абсолютного прироста мощностей и выработки электроэнергии будет сопровождаться снижением относительных темпов роста. Это будет обусловлено рядом причин.

Во-первых, история мировой энергетики показывает, что при появлении нового источника энергии стадия его быстрого роста через 30-50 лет сменяется стадией насыщения, когда его доля в ТЭБ стабилизируется. Доля предшествовавших источников энергии сохраняется, но они не исчезают, а занимают свою определенную нишу.

Во-вторых, по мере роста абсолютных масштабов отрасли поддерживать сверхвысокие темпы роста становится невозможно в силу нехватки строительных мощностей, оборудования и пр.

В-третьих, инерция созданных основных фондов делает нерациональным вывод из эксплуатации уже существующего генерирующего оборудования, что будет ограничивать масштабы изменений.

В-четвертых, при росте ВИЭ возникают определенные ограничения в энергосистемах, связанные с нестабильностью выработки электроэнергии ВИЭ.

В-пятых, будут сохраняться экономические ограничения на использование ВИЭ во многих регионах мира. Наконец, в некоторых регионах мира отсутствуют достаточные для энергоснабжения этих регионов и экономически доступные ресурсы ВИЭ.

Таким образом, сценарий полного перехода к возобновляемой энергетике в обозримой перспективе (в горизонте прогноза – до 2050 г. и даже до 2100 г.) является нереалистичным. Но уровень насыщения (как в плане снижения издержек, так и в плане роста мощностей) для мировой возобновляемой энергетики многократно превышает ее современные мощности. Это определяет высочайший потенциал роста отрасли.

Быстрое снижение себестоимости сделало возобновляемую энергетику конкурентоспособной. Реакцией на это стал бум инвестиций в возобновляемую энергетику в 2000-е годы. Инвестиции в ВИЭ в 2004-2008 гг. увеличились с 18 до 120 млрд долл., снизившись в 2009 г. до 105 млрд долларов.

До 40% инвестиций направлялось в ветровую энергетику, до 30% – в солнечную энергетику (с 2005 г. инвестиции выросли в 6 раз), до 10% – в производство биотоплива. На региональном уровне до 40% инвестиций осуществлялись в Европе, до 30% – в Северной Америке, но значимое место занял также Китай (10%).

В 2010-2050 гг. ожидается быстрый рост ВИЭ, но его темпы и структура зависят от сценария развития мировой энергетики. До 2015 г. динамика роста задана современными трендами. Суммарная мировая мощность ветроустановок достигнет 500-600 ГВт, преимущественно за счет Китая, солнечных электростанций – 150 ГВт.

В долгосрочной перспективе максимальные темпы роста ВИЭ ожидаются в стагнационном сценарии, близкие к ним – в инновационном сценарии, существенно меньшие – в инерционном сценарии. Разница в уровне инвестиций между инновационным и стагнационным сценарием существенно больше, чем в росте мощностей, в силу более быстрого удешевления ВИЭ в инновационном сценарии.

Рыночная структура и государственная поддержка возобновляемой энергетики

Развитие ВИЭ в 2000-е гг. получало значительную государственную поддержку во многих странах мира, которая стала важным фактором ее роста. С 2000 по 2009 г. число стран, практикующих различные формы поддержки ВИЭ, возросло с 40 до 60, а объем поддержки составлял, по различным оценкам, 100-150 млрд долл. в год.

Мотивы государственной поддержки развития возобновляемой энергетики разнообразны и включают: 1) обеспечение национальной энергетической безопасности и диверсификацию источников энергии, 2) поощрение развития передовых технологий и обеспечение национального технологического лидерства, 3) требования по снижению выбросов CO₂, 4) необходимость перехода к энергетике нового типа, отвечающей направлениям развития социума. Таким образом, сочетаются политические, экономические, социальные и экологические мотивы.

В 2009 г. в рамках антикризисных пакетов экономических стимулов правительства предоставили значительные субсидии для развития энергетики, которые среди прочих направлений (энергоэффективность, транспорт, сети, НИОКР) включали также и ВИЭ.

В перспективе роль государственных стимулов развития ВИЭ будет сокращаться по мере перехода отрасли из стадии «молодости» в стадию «зрелости». При этом будет происходить переход от прямого финансирования ВИЭ (субсидии, возврат налогов, гранты, кредиты и пр.) к косвенному институциональному регулированию через правила работы энергосистемы.

Развитие возобновляемой энергетики станет одним из факторов трансформации энергетического рынка в направлении рынка услуг и технологий. Максимальную роль рынки технологий и оборудования возобновляемой энергетики будут играть в стагнационном сценарии в силу их максимальной емкости. Во всех сценариях возникнут крупнейшие компании по производству оборудования для солнечной и ветровой энергетики. При этом непосредственно эксплуатация установок будет осуществляться множеством электроэнергетических компаний различного размера, а также конечными потребителями.

Резюме

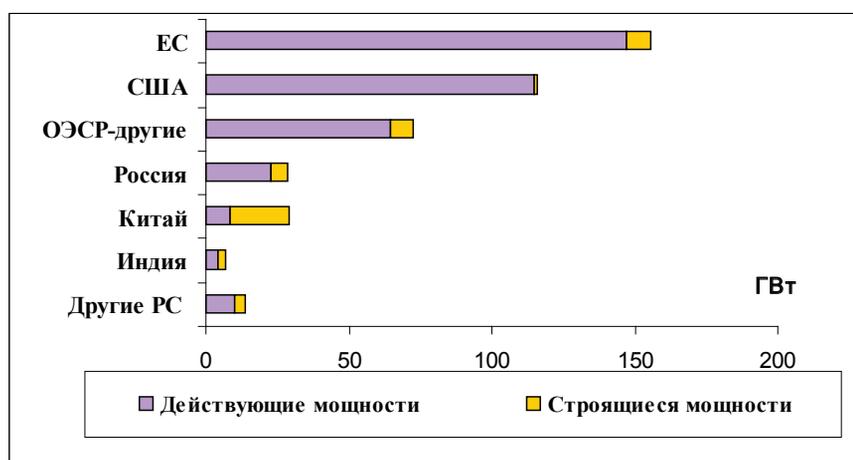
Опережающий рост возобновляемой энергетики будет стимулировать: снижение грузовых перевозок топлива, смену технологической и отраслевой структуры промышленности, рост доли потребительских товаров по сравнению со средствами производства, общее сокращение материального производства. Развитие возобновляемой энергетики потребует решения ряда технологических и организационных проблем. Оно будет стимулировать переход к энергосистемам нового поколения, трансформацию рынка.

6.4. Атомная отрасль

Основные тенденции развития атомной отрасли достаточно противоречивы и содержат важные неопределенности, а именно: 1) потенциал «атомного ренессанса», 2) проблемы производственной и технологической базы атомной энергетики, 3) конкурентоспособность атомной энергетики.

Динамика атомной энергетики

Мировое производство электроэнергии на АЭС и мощности АЭС быстро росли в 1970-1980-е гг., увеличившись с фактически нулевого уровня в 1960 г. до 300 ГВт и 2000 кВт•ч электроэнергии в 1990 году. В 2009 г. в 31 стране мира действовали 442 ядерных реактора мощностью 371 ГВт. Наиболее развита ядерная энергетика в США (103 промышленных атомных энергоблока), Франции (59), Японии (54), России (31) и Великобритании (23) – рис. 6.5. На долю США, Франции и Японии приходится 49% всех АЭС мира и 57% всей выработанной на АЭС электроэнергии.

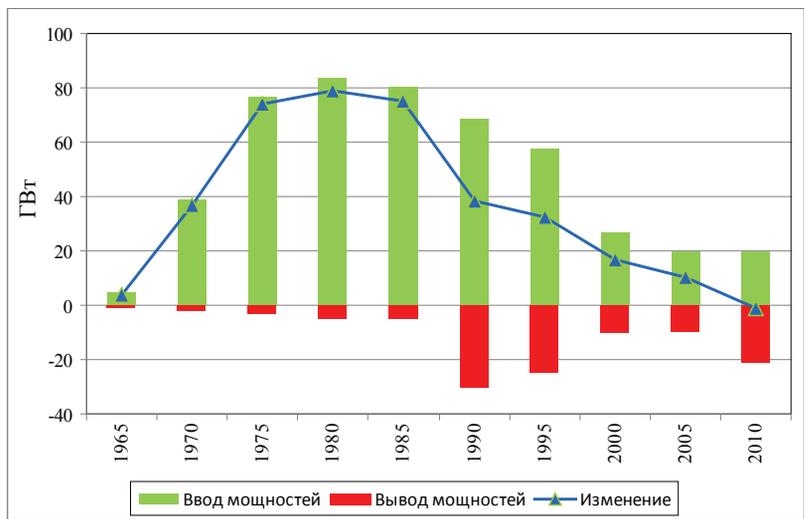


Источник: Renewables Global Status Report: 2009.

Рис. 6.5. Действующие и строящиеся мощности АЭС по странам мира, 2009 г.

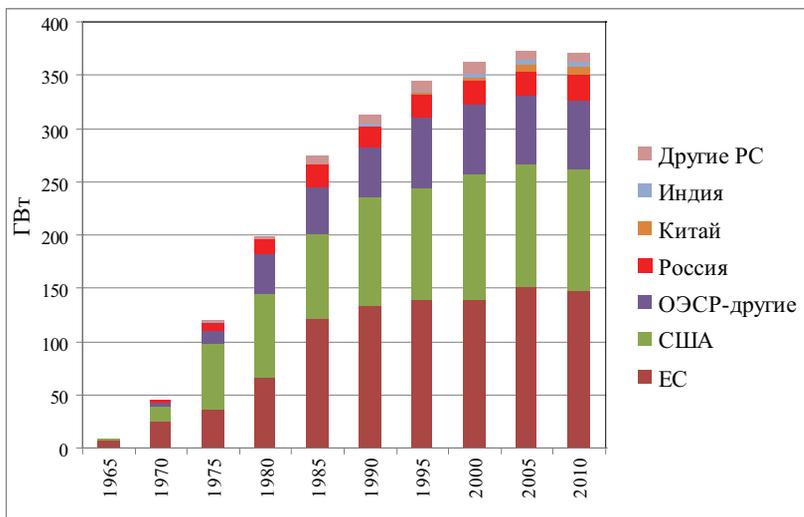
В 1980-е гг. темпы строительства составляли 15 ГВт в год, достигая в отдельные годы 25 ГВт. Однако после аварии 1979 г. на АЭС «Три-Майл-Айленд» в США была свернута программа строительства АЭС, а после еще более тяжелой аварии на Чернобыльской АЭС в СССР в 1986 г. этот тренд охватил весь мир (рис. 6.6).

Дополнительными факторами снижения темпов роста атомной энергетики были распад СССР и общее замедление темпов роста спроса на энергию. В результате за 1990-е гг. в мире было введено 60 ГВт, а за 2000-е гг. – 40 ГВт (рис. 6.7). Строительство многих энергоблоков было заморожено или отменено. При этом в основном достраивались ранее начатые объекты; новые проекты были единичными. Между тем атомная энергетика только входила в стадию серийного строительства реакторов, и этот процесс был оборван, что (наряду с ростом затрат на безопасность и техническими проблемами) привело к росту себестоимости строительства.



Источник: World Nuclear Industry Status Report 2009.

Рис. 6.6. Строительство АЭС в мире в 1965-2010 гг.



Примечания. РС – развивающиеся страны.

Источник: Renewables Global Status Report: 2009.

Рис. 6.7. Мощности АЭС в мире в 1965-2010 гг.

В 2000-е гг. строительство АЭС, резко замедлившееся в 1990-е гг. вследствие низких цен на энергию и последствий аварии на Чернобыльской АЭС, значительно ускорилось. В настоящее время в мире строится 53 реактора в 13 странах, еще около 130 реакторов проектируются. В 2010 г. будет введено в строй одиннадцать атомных реакторов, в 2011 г. – девять, в 2012 г. – десять, в 2013 г. – двенадцать, в 2014 г. – четырнадцать.

В Китае действует 11 реакторов, 20 строится и 33 проектируется. В Великобритании в 2009 г. было принято решение о строительстве 10 новых АЭС взамен вырабатывающих свой ресурс. В России в 2009 г. строились семь ядерных реакторов и еще семь проектировались. В Республике Корея к 2016 г. будет введено восемь новых реакторов, в Японии к 2020 г. – девять, в Индии к 2015 г. – шесть. Кроме того, реакторы строятся в Канаде, Финляндии, Франции и других странах. Во всех странах с крупной ядерной энергетикой значительно (на 15-30 лет) продлен срок эксплуатации уже действующих реакторов. В США впервые с 1980 г. выданы разрешения на строительство новых реакторов и значительно продлен срок эксплуатации уже действующих. Они относятся к поздним реакторам третьего поколения, к 2020 г. ожидается ввод в строй 4-8 реакторов. В 2009 г. федеральное правительство предоставило кредитные гарантии для строительства новых АЭС.

Таким образом, к 2015 г. мировая мощность атомной энергетики достигнет 400 ГВт. Дальнейшее ее изменение существенно зависит от сценария развития мировой энергетики, а конкретнее – от программ строительства АЭС в лидирующих ядерных державах, особенно в развивающихся странах.

Значимое воздействие на динамику мощностей окажет вывод из эксплуатации реакторов, построенных в 1960-1980-е гг. и достигших проектного срока эксплуатации. Средний срок службы действующих реакторов растет и достиг в 2010 г. 25 лет. Эта проблема наиболее актуальна в Европе, США и России. Она решается путем продления сроков эксплуатации за пределы проектного и путем повышения проектного срока эксплуатации новых АЭС. Тем не менее до 2030 г. вывод мощностей составит около 180 ГВт (в стагнационном сценарии – до 240 ГВт из-за меньшего продления эксплуатационных сроков).

Дальнейшая динамика атомной энергетики зависит от скорости ее перехода на инновационный путь развития, создания новых типов реакторов и замкнутого ядерного топливного цикла. В инерционном сценарии эти процессы идут медленно и сопровождаются большими трудностями. Как следствие, мощности АЭС в мире растут медленно за счет вывода из эксплуатации энергоблоков, выработавших свой ресурс (к 2030 г. – 442 ГВт, к 2050 г. – 527 ГВт). В стагнационном сценарии мощности АЭС быстро снижаются: к 2030 г. – 291 ГВт, к 2050 г. – 185 ГВт. Высокие инвестиции в возобновляемую энергетику снижают строительство АЭС, а вывод мощностей из эксплуатации ускоряется из-за отказа в продлении сроков эксплуатации реакторов. Только в инно-

вационном сценарии удастся реализовать инновационный проект развития мировой атомной энергетики с созданием реакторов на быстрых нейтронах и замкнутого ядерного топливного цикла. Это придает развитию атомной энергетики новое качество (дешевый, стабильный и независимый от природных условий источник энергии), вызывая ее быстрый рост (к 2030 г. – 788 ГВт, к 2050 г. – 1367 ГВт).

Проблемы производственной базы атомной энергетики

В результате роста атомной энергетики в Индии и Китае сформируется крупнейший рынок по строительству АЭС, поставкам оборудования и обеспечению его эксплуатации. Машиностроительные и инжиниринговые мощности сосредоточены в развитых странах, а основной потенциальный спрос – в развивающихся странах, поэтому необходимо наладить политическое взаимодействие между ними.

Число компаний-операторов АЭС к 2030 г. значительно увеличится по мере распространения атомной энергетики по миру. Но мировой рынок строительства АЭС и производства оборудования останется олигопольным на весь период прогноза, причем состав игроков существенно не изменится; хотя их доля может меняться. Особенно значимым будет лидерство в создании реакторов на быстрых нейтронах и в создании замкнутого ядерного топливного цикла.

Требуемые масштабы ввода атомно-энергетических мощностей в инновационном сценарии порождают определенные сомнения в способности мирового атомного машиностроения и строительных организаций обеспечить такой прирост. При крупных инвестициях мировые мощности по строительству АЭС уже к 2020 г. могут быть доведены до 25 ГВт в год, а к 2030 г. – до 50 ГВт, что позволит обеспечить инновационный сценарий развития атомной энергетики.

Фундаментальной проблемой атомной энергетики является необходимость перехода к серийному строительству энергоблоков и производству оборудования. В силу высокой единичной мощности энергоблоков (как правило, 1 ГВт) их количество невелико, что препятствует серийному строительству (до сих пор реакторы не стандартизованы полностью, каждый блок является уникальным изделием). Как следствие, повышаются издержки, снижается надежность, не проявляется эффект обучения (снижение издержек по мере роста мощностей). Последнее обстоятельство обусловлено также крайней сложностью атомно-энергетических технологий, находящихся на пределе современных технологических возможностей. Оно ставит атомную энергетику в долгосрочной перспективе в менее конкурентоспособное положение по отношению к возобновляемой энер-

гетике, где в силу малой единичной мощности агрегатов эффект обучения проявляется очень сильно, а издержки быстро падают.

Для преодоления этой проблемы необходим переход к серийному строительству стандартных атомных энергоблоков и производству компонентов с использованием передовых методов проектирования и сооружения. Это обеспечит значительное снижение издержек, но требует значительного роста ввода мощностей (до 50 ГВт в год) и (или) перехода к энергоблокам с меньшей единичной мощностью при увеличении их числа. Реализация этого инновационного проекта имеет решающее значение для будущего атомной энергетики.

Технологическая и экономическая база

Специфика атомной энергетики состоит в том, что в общих затратах на работу АЭС основную часть составляют капитальные затраты при строительстве (70%) и затраты на утилизацию энергоблока после завершения его работы, включая хранение отходов (20%) при очень низкой доле операционных затрат и затрат на топливо (в сумме менее 10%).

Как следствие, себестоимость атомной энергии практически не чувствительна к ценам на топливо (в отличие от топливной энергетики), но очень чувствительна к процентным ставкам, к технологическому прогрессу и требованиям безопасности, а также к стоимости оборудования. По оценкам Cambridge Energy Research Associates Inc., цены на материалы для строительства АЭС выросли в 2000-2008 гг. на 173%, в то время как на материалы для газовой электроэнергетики всего – на 92%, а для угольной – на 78%.

Разброс оценок уровня издержек при строительстве атомных энергоблоков в различных источниках крайне велик и составляет 1500-5000 долл. за 1 кВт мощности. Тем не менее, фактическая стоимость строительства АЭС в 2000-е гг. составляла порядка 2000-2500 долларов. Дальнейшая динамика издержек зависит от структуры вводимых мощностей.

В инерционном и стагнационном сценариях издержки останутся практически на современном уровне. Тренд на снижение в связи с переходом к стандартным реакторам 3-го и 4-го поколений будет уравновешен удорожанием оборудования и материалов, а также усиливающимися требованиями безопасности и ростом затрат на хранение РАО и ОЯТ.

Только в инновационном сценарии удастся в полной мере реализовать преимущества серийного строительства АЭС 3-го и 4-го поколений и снижения капитальных затрат. Кроме того, удастся снизить затраты на работу с ОЯТ, которые из отходов превращаются в ценный ресурс для производства нового ядерного топлива. Это компенсирует затраты на захоронение РАО и

приводит к общему снижению себестоимости электроэнергии, выводя АЭС на лидирующие позиции в электроэнергетике.

Резюме

Для будущего развития мировой атомной энергетики решающим является переход на новый технологический уровень, который позволит реализовать фундаментальное преимущество атомной энергии – независимость от внешних поставок сырья и природных условий. В случае консервации современного технологического уровня отрасль будет стагнировать или сокращаться.

6.5. Нефтяная отрасль

В настоящее время нефтяная отрасль является крупнейшей в топливно-энергетическом комплексе, обеспечивая до 35% конечного потребления энергии и производства первичных энергетических ресурсов. Доминирование в транспортном секторе делает ее критически важным ресурсом. Главным фактором динамики спроса на нефть является распространение альтернативных по отношению к нефтепродуктам видов топлива на транспорте и динамика мировой автомобилизации.

Автомобилизация

В настоящее время на нефтепродукты приходится 95% общего потребления топлива на транспорте, в том числе 100% для воздушного, 100% для морского, 95% для автомобильного, 70% для железнодорожного, до 70% для городского пассажирского транспорта. На транспортный сектор приходится 61% общего потребления нефтепродуктов, при этом доля автомобильного транспорта (включая грузовой) достигает 48%.

Таким образом, существует высочайшая взаимная зависимость транспортного сектора и нефтяной отрасли. В то время как другие виды топливно-энергетических ресурсов в определенной степени взаимозаменяемы, нефть как сырье для производства моторного топлива до недавнего времени не имела реальной альтернативы.

Уровень автомобилизации в развивающихся странах в настоящее время составляет 52 автомобиля на 1000 жителей. К 2030 г. он может увеличиться до 136-213 автомобилей на 1000 жителей, а к 2050 г. – до 200-300 единиц. Таким образом, в развивающихся странах не будет достигнут современный уровень развитых стран (600-800 автомобилей). Однако для обеспечения высокого уровня жизни гипертрофированный автопарк не является необходимым условием. Помимо технологических решений, важную роль играют системные изменения в транспортной инфраструктуре, прежде

всего приближение места работы к месту жизни, планировка городской транспортной сети и рост общественного транспорта (автомобильного, железнодорожного, монорельсового и пр.), а также рост железнодорожных грузоперевозок. Для снижения общего потребления топлива легковыми автомобилями важно изменение отношения к автомобилю как основному символу социального статуса. Снижение роли статусного потребления может изменить направление «автомобильной моды».

Мировой автопарк возрастет к 2030 г. до 1400-1550 млн (2010 г. – 825 млн), а к 2050 г. – до 2000-2400 миллионов. В инерционном сценарии темпы роста автопарка будут максимальными. В инновационном сценарии они будут существенно ниже; 85-90% прироста во всех сценариях придется на развивающиеся страны. Автопарк в этих странах увеличится с 280 млн в 2010 г. до 600-916 млн в 2030 г. и 1000-1660 млн в 2050 году. К 2050 г. на развивающиеся страны будет приходиться более 50% мирового автопарка. Особенно значимым будет рост автопарка в Китае и в Индии.

В случае сочетания быстрого роста автопарка и сохранения доминирования нефтепродуктов потребление нефти в транспортном секторе (95%, инерционный сценарий) вырастет с 2,2 млрд т н.э. до 3,2 млрд т н.э. к 2050 году. В таком сценарии МЭА возможна физическая нехватка добычи нефти к 2030 г. в размере до 5-8% потребления. Такой сценарий потребует роста добычи нетрадиционных видов нефти, производства жидких продуктов из газа и угля, приведет к напряженности баланса моторного топлива, высоким ценам и рискам.

В других сценариях потребление нефтепродуктов на транспорте оказывается существенно ниже, что позволяет избежать указанных проблем. В стагнационном сценарии это достигается в первую очередь за счет замедления роста автопарка. В инновационном сценарии главным фактором будет быстрое повышение эффективности транспорта и распространение альтернативных видов энергии на транспорте. При этом доля нефтепродуктов может составить от 45 до 60%. Роль электромобилей значимо вырастет после 2020 г., когда она составит 10%. К 2050 г. свыше 50% автопарка может быть гибридными автомобилями.

Потенциал роста альтернативных нефтепродуктам видов энергии на транспорте весьма велик и суммарно составит к 2050 г. 1500 млн т н.э. Вместе с тем одновременное развитие всех указанных технологий невозможно по технологическим и экономическим причинам. Анализ показывает, что в инновационном сценарии к 2050 г. их совокупный вклад в энергоснабжение транспорта может достичь 1100 млн т н.э., или 60%.

Динамика спроса на нефть

Потребление другими видами транспорта (воздушным, морским, железнодорожным, за исключением автомобильного) составляет 16% мирового потребления нефтепродуктов. Процесс распространения альтернативных видов топлива в воздушном и морском транспорте будет идти медленнее, чем в автомобильном (из-за технических проблем). В городском пассажирском и железнодорожном транспорте, напротив, потребление будет идти опережающими темпами. Изменение структуры потребления топлива транспортным сектором в целом будет отставать от изменений в автомобильном транспорте, поскольку он является наиболее динамичным, а альтернативные технологии достигли наибольшей степени зрелости.

Для развивающихся стран в потреблении нефти характерна высокая доля электроэнергетики при низкой доле транспортного сектора, для развитых стран – напротив, высокая доля транспортного сектора и нефтехимии при низкой доле электроэнергетики. Потребление котельно-печного топлива снизилось за последние 40 лет в 4 раза (до 700 млн т н.э.) и продолжит снижаться и далее в силу его неконкурентоспособности.

Потребление нефти в нефтехимии продолжит расти в силу необходимости насыщения спроса на ее продукты в развивающихся странах – как промышленного (по мере индустриализации), так и особенно потребительского (по мере урбанизации и роста уровня жизни).

Указанные тенденции в зависимости от их количественных параметров определяют динамику потребления нефти в 2010-2050 гг. (табл. 6.3).

Абсолютный объем потребления нефти в странах ОЭСР начал сокращаться с 2006 г. из-за неконкурентоспособности нефтепродуктов как топлива для электростанций, стабилизации автомобильного парка при снижении затрат топлива на 100 км пробега, насыщения нефтехимического рынка. Во всех сценариях указанная тенденция продолжится, но разными темпами. Если в инерционном сценарии снижение к 2030 г. по сравнению с 2010 г. составит 10%, то в стагнационном сценарии – 15%, а в инновационном сценарии – 21%.

В развивающихся странах, напротив, до 2030 г. во всех сценариях наблюдается рост спроса, хотя его величина варьирует от 69% за 20 лет в инерционном сценарии до 9% в инновационном сценарии. После 2030 г. в инерционном сценарии рост спроса продолжится, хотя и существенно меньшими темпами, чем ранее, а в стагнационном и инновационном сценариях сменится спадом, хотя и более медленным, чем в целом по миру.

Таблица 6.3. Динамика потребления нефти по секторам, млн т н.э.

Фактор	2010 г.	Сценарии					
		Инерционный		Стагнационный		Инновационный	
		2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.
Автомобильный транспорт	1784	1982	2580	1716	1256	1500	899
Другие виды транспорта	504	600	652	582	544	400	276
Котельно-печное топливо	424	225	119	225	116	167	111
Нефтехимия	465	693	753	805	1005	845	920
Прочие сектора	700	1118	914	1145	1267	728	551
Всего	3882	4627	5018	4441	4198	3641	2757

Источник: расчеты ИЭС.

Мировое потребление нефти до 2030 г. будет расти в инерционном (20%), и стагнационном (15%) сценариях при снижении в инновационном сценарии на 5%. После 2030 г. в инерционном сценариях рост продолжается (на 9% к 2050 г.). В стагнационном и инновационном сценариях он сменяется спадом (на 6 и 25% соответственно).

Корпоративная структура

Рост политических рисков в нефтяной отрасли обусловлен противоречиями между национальными нефтяными компаниями (ННК) и международными нефтяными компаниями (МНК), а также процессами приватизации и национализации нефтегазового сектора в развивающихся странах. Дополнительным фактором нестабильности стало появление третьего важного класса компаний – национальных нефтяных компаний стран – нетто-импортеров нефти, особенно китайских (PetroChina, Sinopec, CNOOC), которые становятся конкурентами МНК.

До волны национализации нефтяной промышленности в странах ОПЕК в 1960-1970-е гг. МНК полностью доминировали в мировой нефтяной промышленности. Затем их позиции существенно ослабли, в 1990-е гг. вновь усилились, но с 2000-х гг. по мере роста значимости ННК снова стали ослабевать.

В настоящее время доля 6 крупнейших МНК в мировой добыче нефти составляет 22,2%, в мировой нефтепереработке – 23,6%. Доля 6 крупнейших ННК в мировой добыче нефти составляет 37,5%, в мировой нефтепера-

ботке – 17,8%. При этом ННК доминируют в добыче нефти, а МНК – в переработке, сбыте и операциях на рынке. Это обстоятельство определяет их доминирование по выручке и по прибыли (наряду с большей операционной эффективностью, несмотря на худшую структуру запасов).

В перспективе изменение роли МНК и ННК будет существенно зависеть от сценария развития мировой энергетики. Роль МНК будет снижаться в инерционном сценарии при росте роли ННК. В стагнационном и инновационном сценариях, напротив, роль МНК будет расти, но на фоне снижения роли нефтяного бизнеса в целом.

Рост геополитических рисков

Рост геополитических рисков в нефтяной отрасли обусловлен зависимостью мировой торговли нефтью от критических точек (Ормузский пролив, Аденский залив – Красное море – Суэцкий канал, Малаккский и Зондский проливы – Южно-Китайское море), которые находятся в зонах геополитической нестабильности и обеспечивают до 50% мировых поставок нефти. Международная торговля в 2008 г. обеспечила 67% мирового потребления нефти, а к 2030 г. эта доля может увеличиться до 80%.

Доля ОПЕК в мировой добыче нефти вырастет в 2008-2030 гг. в инерционном сценарии с 44 до 52%, вернувшись к историческим максимумам 1970-х годов. По мере истощения запасов нефти в большинстве регионов мира доля Ближнего и Среднего Востока в мировой добыче и экспорте нефти будет расти.

Риски будут возрастать по мере роста геополитических противоречий и дестабилизации мира, причем за счет действий не только негосударственных игроков, но и государств. В наиболее жестком варианте развития событий с масштабной войной на Ближнем Востоке в 2020-е гг. возможно шоковое и затяжное падение поставок нефти из региона. Последствия такого шока в каждом из сценариев усилят его основные тенденции и ускорят трансформацию мировой энергетики. В инерционном сценарии такой шок будет иметь наиболее тяжелые экономические последствия из-за масштабного транспортного кризиса. В стагнационном сценарии развитые страны понесут меньший ущерб, но сильно пострадают развивающиеся страны Азии. В инновационном сценарии к этому времени уже будут сформированы определенные альтернативы нефтепродуктам на транспорте, что позволит смягчить шок; развитие альтернативных видов автотранспорта резко ускорится.

Рост экологических рисков

Масштабная авария на платформе компании British Petroleum на глубоководном шельфе Мексиканского залива резко обострила значимость

экологических проблем нефтяной отрасли. Авария привела к разливу 500-800 тыс. т нефти (по данным на конец июня 2010 г.), причем утечка продолжалась еще значительное время. Общий ущерб от аварии оценивается в 20 млрд долл., причем эта оценка может быть пересмотрена вверх. Авария показала, что решение проблемы аварий танкеров за счет перехода к судам с двойным корпусом (завершен в 2010 г.) не снизило остроты экологических проблем развития нефтяной отрасли, что может привести к серьезным последствиям.

Во-первых, в США отменено решение о допуске нефтяных компаний к разведке и разработке глубоководных месторождений нефти на Атлантическом побережье США и неэксплуатируемой части Мексиканского залива. По оценкам, запасы этих районов могут достигать 4-5 млрд т нефти; они фактически потеряны для отрасли на ближайшие десятилетия.

Во-вторых, в других странах мира также будет ограничена выдача лицензий на работы на глубоководном шельфе, запасы которого составляют до 40-50 млрд т н.э., или до 20-25% мировых.

В-третьих, последствия аварии крайне негативно скажутся на инвестиционной привлекательности нефтяной отрасли, особенно компании British Petroleum, являющейся одной из лидирующих МНК.

В-четвертых, реакция общественности на аварию приведет к ускорению перехода от нефти и нефтепродуктов к другим видам энергоносителей в развитых странах. Таким образом, эта авария, произошедшая в момент скрытого внутреннего кризиса нефтяной отрасли, может вызвать далеко идущие последствия для нефтяной отрасли, сравнимые с воздействием Чернобыльской аварии на атомную энергетику. Повторение таких аварий будет способствовать кризису нефтяной отрасли, особенно в стагнационном и инновационном сценариях, в то время как в инерционном сценарии оно не будет иметь столь радикальных последствий.

Структура нефтяного бизнеса и рынка

Рост издержек, политических и экологических рисков накладывается на перспективу замедленного роста спроса на нефть. Несмотря на то что в настоящее время цены на нефть формируются под воздействием преимущественно финансовых факторов под воздействием спекулятивных игроков на ведущих мировых биржах (Intercontinental Exchange, Лондон, и NYMEX, Нью-Йорк), это окажет значимое воздействие на экономические перспективы отрасли.

По прогнозу ИЭС, в инерционном сценарии уровень цен на нефть в долгосрочной перспективе будет иметь тенденцию к росту, несмотря на существенные колебания, периодические взлеты и падения цен, обусловленные циклическим развитием мировой экономики и энергетики. К концу 2020-х гг. уровень цен может составить 80 долл. за баррель, к 2050 г. – 90 долл. (в

постоянных ценах). В инерционном сценарии модель ценообразования не претерпит серьезных изменений, но биржевая торговля переместится в новые центры потребления – в Азию (Сингапур, Шанхай, Гонконг). Как следствие, нефтяной бизнес перестанет быть сверхприбыльным, как это было до 2000-х гг., когда нефтяные компании занимали лидирующие места по прибыли и выручке среди крупнейших компаний мира.

В стагнационном и особенно инновационном сценарии трансформация энергетического рынка в энергосервисный поставит цены на нефть в зависимость от цен на конечные потребительские услуги или технологии. Это приведет к затяжному падению цен на нефть по мере роста межтопливной конкуренции и превращения нефти в «ресурс вчерашнего дня». Особенно быстрым и глубоким оно будет в инновационном сценарии из-за снижения издержек для других источников энергии. К концу 2020-х гг. уровень цен в стагнационном сценарии может составить 70 долл. за баррель, к 2050 г. – 60 долл. (в инновационном сценарии – 60 и 30 долл. соответственно).

Роль биржевой торговли (в настоящее время доминирующей в ценообразовании, но не в реальных поставках) будет снижаться, в то время как роль межотраслевой конкуренции – расти. После 2030 г. в инновационном сценарии цены на нефть будут зависеть от цен на нефтепродукты, последние – от стоимости альтернативных видов энергии на транспорте, а последние – от технологического развития. Нефтяной бизнес после 2030 г. может стать убыточным и будет дотироваться государством исходя из социальных и политических соображений, необходимости управляемого сворачивания инфраструктуры, а также поддержания необходимых (но падающих) объемов добычи.

Резюме

С нефтяной отраслью связаны наибольшие риски и неопределенности мировой энергетики. В случае реализации инновационного или стагнационного сценария спрос на нефтепродукты может резко упасть, что окажет глубокое воздействие на всю мировую энергетику.

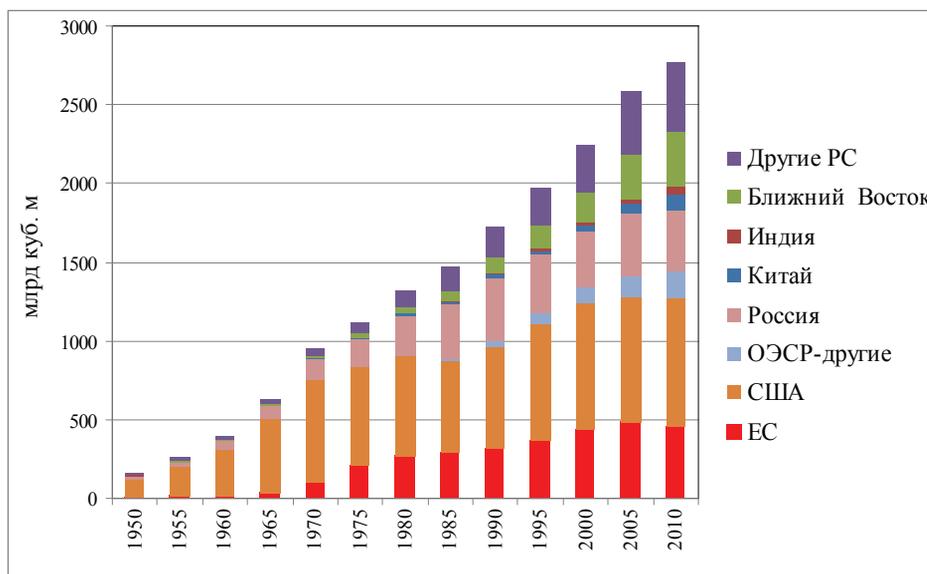
6.7. Газовая отрасль

Газовая отрасль обладает наилучшими перспективами среди отраслей топливной энергетики. Основными трендами ее развития являются: 1) опережающий рост потребления газа, особенно на ненасыщенных рынках Азии, 2) интеграция региональных газовых рынков в мировой рынок за счет развития поставок СПГ, 3) эволюция ценообразования на газовом

рынке, 4) переход от «геополитики нефти» к «геополитике газа». Указанные тенденции проявились в 2000-е гг. и будут продолжаться в 2010-2050 годах.

Опережающий рост потребления газа и сдвиг потребления в Азию

Динамика роста мирового потребления газа и доли ведущих стран в его потреблении за последние 60 лет показана на рис. 6.8.



Примечание. РС – развивающиеся страны.

Источник: расчеты по данным ВР.

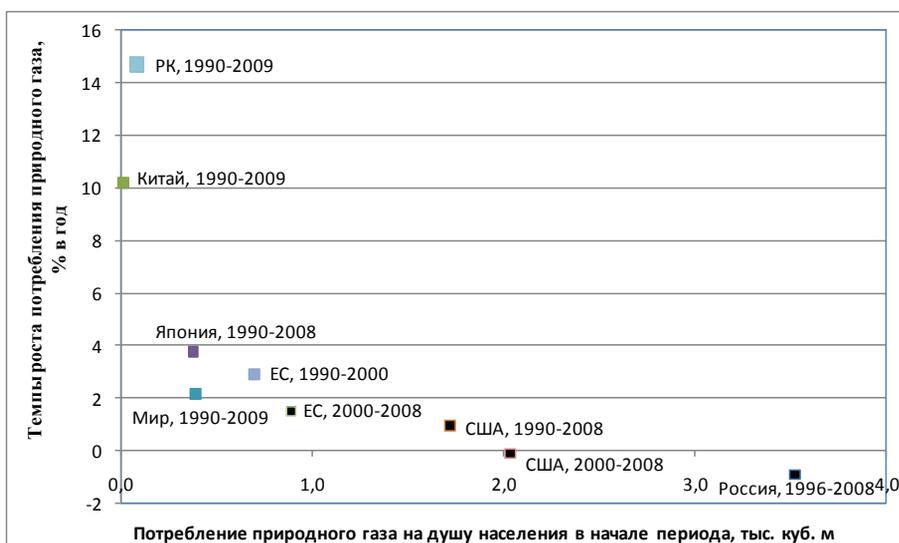
Рис. 6.8. Динамика мирового потребления природного газа в 1950-2010 гг.

Природный газ представляет собой лучший вид органического топлива с точки зрения технологического удобства использования потребителями всех видов и экологической безопасности, поэтому его потребление будет расти опережающими по отношению к росту мировой энергетики темпами по всех сценариях.

Уровень насыщения газового рынка в настоящее время радикально различается. Темпы роста находятся в жесткой зависимости от достигнутого уровня потребления природного газа на душу населения (рис. 6.9).

В России оно составило в 2009 г. 2,92 тыс. куб. м на человека, в США – 1,92, в ЕС – 0,94, в Восточной Азии – 0,28 (в Китае – 0,07, в Республике Корея – 0,71, в Японии – 0,76 тыс. куб. м на человека). Такая же зако-

номерность проявляется на разных этапах развития региональных рынков: по мере роста душевого потребления темпы роста замедляются. В среднем по миру душевое потребление природного газа составляет 0,43 тыс. куб. м на человека. Динамика потребления на региональных рынках позволяет предположить, что уровень насыщения находится между 1–2 тыс. куб. м на человека, что говорит о высоком потенциале роста в долгосрочной перспективе. В перспективе насыщенные рынки будут расти намного медленнее ненасыщенных или даже стагнировать, в то время как ненасыщенные рынки станут показывать быстрый рост, как это было в 1990-2000-е годы.



Источник: расчеты по данным МЭА, ВР.

Рис. 6.9. Зависимость темпов роста потребления природного газа от уровня потребления на душу населения

Абсолютный объем потребления природного газа в странах ОЭСР, несмотря на спад в ходе кризиса 2008-2009 гг., восстановится и продолжит рост, хотя и меньшими темпами. Факторами роста будет усиление ограничений на выбросы CO₂ и рост спроса на тепловую и электрическую энергию. Во всех сценариях указанная тенденция продолжится до 2030 г., но разными темпами. Если в инерционном сценарии рост к 2030 г. по сравнению с 2010 г. составит 80%, то в стагнационном и инновационном сценариях – 32%. После 2030 г. в стагнационном сценарии рост продолжится (на 18%) и в инновационном он начнет снижаться (на 6 и 7% соответственно).

В развивающихся странах во всех сценариях наблюдается рост спроса, хотя его величина варьирует от 124% за 20 лет в инерционном сценарии до

64% в инновационном сценарии. После 2030 г. во всех сценариях рост спроса продолжается, хотя и существенно меньшими темпами (24%), чем ранее, (в инерционном – 24%, стагнационном – 24%, инновационном – 10%).

Интеграция региональных газовых рынков в мировой рынок

Международная торговля в 2009 г. составила 876,5 млрд куб. м и обеспечила только 29,8% мирового потребления природного газа по сравнению с 67% потребления нефти. В перспективе эта доля будет расти. Различия между сценариями обусловлены различным уровнем потребления природного газа, а также различиями в масштабах собственной добычи в регионах-импортерах, в том числе нетрадиционных видов природного газа, особенно в США и Китае.

Международная торговля будет расти как за счет поставок трубопроводного природного газа, так и за счет сжиженного природного газа (СПГ). Рост доли СПГ – долгосрочная тенденция с 1980-х годов. К настоящему времени доля СПГ в международной торговле оставляет 27,7%. Во всех сценариях рост доли СПГ продолжится. К 2030 г. она составит от 58% в инерционном сценарии до 50% в стагнационном сценарии. Инновационный сценарий занимает промежуточное положение.

Результатом развития поставок СПГ будет постепенная интеграция региональных рынков в мировой рынок природного газа. В настоящее время мировой рынок природного газа разделен на 3 крупнейших рынка – североамериканский (16% поставок), европейский (50% поставок) и восточноазиатский (20%). Уровень и динамика цен, а также механизм ценообразования на этих рынках различны. Не только поставки трубопроводного газа, но и поставки СПГ носят региональный характер. В перспективе поставки СПГ из стран Ближнего и Среднего Востока могут занять балансирующее положение между атлантическим и тихоокеанским рынками. До 2030 г. сегментация рынка на уровне поставок сохранится, хотя и ослабеет. Произойдет интеграция с точки зрения механизмов ценообразования. Переход к полноценному мировому рынку природного газа, аналогичному современному мировому рынку нефти, возможен только после 2030 г. в инновационном и стагнационном сценариях (в инерционном сценарии этого не произойдет из-за геополитических противоречий).

Рыночная структура отрасли

Современный газовый рынок состоит из множества локальных рынков и четырех крупнейших сегментов с различными моделями ценообразования.

На *североамериканском и британском рынках (22,1% мирового потребления газа)* доминирует спотовый рынок и конкуренция «газ-газ» (до 99% рынка, по данным МЭА) как механизм ценообразования, реальные постав-

ки осуществляются преимущественно по долгосрочным контрактам с привязкой к спотовым ценам.

На *континентальном европейском рынке* (16,5% мирового потребления газа) основная часть поставок осуществляется по долгосрочным контрактам с привязкой к цене корзины нефтепродуктов (72%), меньшую часть рынка (22%) занимает спотовый рынок.

На *восточноазиатском рынке* (16,9% мирового потребления газа) основная часть поставок осуществляется по долгосрочным контрактам с привязкой к цене на нефть или по принципу «нетбэк» (в Японии и Корее, 19 и 11% рынка АТР соответственно). В других странах доминируют регулируемые цены (56% всего рынка АТР, в том числе китайский). Роль конкурентных спотовых поставок незначительна (8%).

На *российском рынке* (14,4% мирового потребления газа) поставки осуществляются по регулируемым государством тарифам, которые до недавнего времени (до 2008 г. включительно, по данным ОАО «Газпром») находились ниже точки безубыточности. К 2013 г. ожидается переход на принцип равнодоходности с поставками в Европу в ценообразовании для промышленных потребителей; цены для населения останутся регулируемыми.

В Африке, на Ближнем Востоке и в Латинской Америке также преобладают регулируемые цены.

В мире в целом на поставки с конкуренцией «газ-газ» приходится 33% поставок, на поставки с привязкой к ценам на нефть и нефтепродукты – 20%, на поставки по регулируемым государством ценам – 38%, на внерыночные поставки (двусторонняя монополия) – 9%.

Структура мирового рынка природного газа будет быстро меняться. В инерционном сценарии главным трендом до 2030 г. будет сдвиг к конкуренции «газ-газ», особенно на континентальном европейском рынке (за счет контрактов с привязкой к ценам на нефть). Кроме того, доля конкурентных поставок будет расти на восточноазиатском рынке. В стагнационном и особенно инновационном сценарии возникнет принципиально новая модель ценообразования с привязкой к ценам на конечные потребительские услуги. Она будет распространяться в первую очередь в развитых странах и при этом может формально развиваться при поддержании конкурентного рынка газа, хотя по существу цены на нем будут определяться конечным рынком потребительских услуг и технологий.

«Геополитика газа» вместо «геополитики нефти»

По мере снижения роли нефтяной отрасли и роста роли газовой отрасли «геополитика нефти» будет сменяться «геополитикой газа». Конкретная форма этого процесса зависит от сценария развития мировой энергетики.

Предпосылкой «геополитики газа» будет высокая концентрация запасов и добычи природного газа в регионах-лидерах (Ближний и Средний Вос-

ток – 30%, Россия – 45 и Центральная Азия – 15%), а также рост международной торговли и доминирование ограниченного числа поставщиков и направлений поставок. Риски будут связаны как с политической ситуацией в странах – основных поставщиках природного газа на мировой рынок, так и с проблемой транзита.

Для транзита СПГ, как и для поставок нефти, особое значение приобретут критические точки, через которые проходит большая часть транспортируемых в мире углеводородов – Ормузский пролив, Аденский залив – Красное море – Суэцкий канал, Малаккский и Зондский проливы и Южно-Китайское море.

В транзите трубопроводного газа будет продолжаться «война трубопроводов», особенно вокруг стран Центральной Азии, что приведет к реализации ряда конкурирующих проектов сомнительной экономической оправданности. Так, в последние годы были анонсированы или начаты проекты «Южный поток», «Набукко», «Туркмения – Китай», «Туркмения – Афганистан – Пакистан» и т.д. По мере роста доли Центральной Азии в экспорте газа будет возрастать значимость военно-политического контроля над регионом. В 2020-е гг. важнейшим риском станут вооруженные конфликты в Центральной Азии и на Ближнем Востоке. Особенно конфликтной «газовая геополитика» будет в инерционном и стагнационном сценариях, в то время как в инновационном сценарии роль природного газа несколько снизится.

6.8. Угольная отрасль

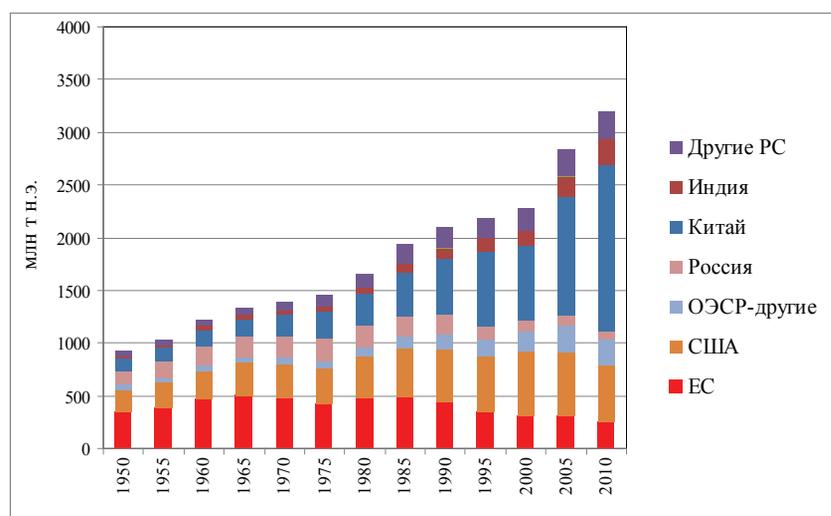
Угольная отрасль, в отличие от нефтяной и газовой, практически не испытывает ресурсных проблем, но сталкивается с рядом технологических и экологических ограничений и рисков. Ключевыми трендами развития угольной отрасли в 2010-2050 гг. будут: 1) опережающий рост угольной энергетики в Индии и в Китае, 2) рост международной торговли углем, 3) развитие новых технологий использования угля, 4) изменение экономических параметров угольных электростанций, 5) воздействие климатической политики на угольную энергетику.

Динамика угольной энергетики

Динамика роста мирового потребления угля и доли ведущих стран в его потреблении за последние 60 лет показана на рис. 6.10.

Специфика угольной отрасли, по сравнению с нефтяной и газовой, состоит в высокой степени совпадения географического распределения запасов, добычи и потребления угля. Слабый территориальный разрыв между добычей и потреблением делает уголь приоритетным видом органического топлива для самообеспечения крупнейших экономик мира – США, ЕС, Ки-

тая, Индии. Особое значение имеет наличие больших запасов угля в Китае и Индии при быстром росте спроса на энергию, слабых экологических ограничений, малых собственных запасов нефти и природного газа, потребности в дешевом топливе.



Примечание. РС – развивающиеся страны.

Источник: расчеты по данным ВР.

Рис. 6.10. Динамика потребления угля в 1950-2010 гг.

По состоянию на 2008 г. дешевых мировых запасов нефти хватит на 20 лет при текущем уровне добычи, газа – на 60 лет, угля – на 122 года. Однако экологические последствия сжигания угля уже в 1970-х г.заставили ограничить развитие отрасли в Западной Европе. В Европе и в США был создан экономический механизм в виде квотирования выбросов серы и торговли выбросами, сделаны значительные капиталовложения в обогащение угля и в системы очистки дымовых газов. В 1980-х гг. в США, Европе и СССР началась «газовая пауза» – временный переход к газовой генерации, пока не будут созданы экологически приемлемые технологии сжигания твердого топлива. Большой объем исследований и капиталовложений позволили радикально снизить выбросы серы и пыли. Однако уголь оказался главным источником антропогенных выбросов CO₂. Угроза изменения климата заставила пересмотреть отношение к угольной энергетике.

Доля угля в первичном потреблении энергии в мире с 1974 г. оставалась практически постоянной на уровне 26-28%. При этом в электроэнергетике несколько выросла до 39% – сначала за счет отказа от сжигания мазута

на ТЭС, а затем за счет бурного роста угольных ТЭС в Китае. В результате в 2000-е гг. угольная отрасль в Китае показала высочайшие темпы роста (2000 г. – 696 млн т н.э., в 2009 г. – уже 1576 млн т н.э., или в 2,25 раза больше). При этом в Китае было введено более 250 ГВт мощностей угольных электростанций (и около 100 строится и будет введено до 2015 г.). В то же время в США и ЕС угольная отрасль стагнировала. В 2009 г. на долю Китая приходилось 10,4% мирового потребления нефти, 3% газа и 47% угля.

В перспективе потребление угля в Китае неизбежно замедлится как в электроэнергетике, так и в тепловой энергетике и металлургии. Это обусловлено замедлением роста энергопотребления в целом, тяжелой экологической ситуацией во многих крупных городах из-за сжигания угля на низкоэффективных котельных, дефицитом угля (Китай уже стал нетто-импортером угля), ростом доступности других источников энергии (ВИЭ, газ, атомная энергетика). В то же время на смену «китайскому фактору» может прийти «индийский фактор»: потребление угля в Индии составляет только 245 млн т, при этом строится 50 ГВт мощностей угольной генерации (по данным МЭА).

В 2010-2050 гг. динамика угольной энергетики зависит от технологических факторов в рамках сценариев развития мировой энергетики. В инерционном сценарии на основе технологий чистого угля она переживает значительный рост (на 41% к 2030 г.). В стагнационном сценарии в силу более жесткой климатической политики она начинает сокращаться (к 2030 г. – на 2%, к 2050 г. – на 45%). В инновационном сценарии спад начинается позже, но происходит быстрее (к 2030 г. – рост на 8%, к 2050 г. – спад на 47%).

Рост международной торговли углем

Сравнительно низкая транспортабельность угля по сравнению с нефтью и газом в сочетании с его относительной дешевизной и территориальным совпадением добычи и потребления угля ограничивают развитие международной торговли. В 2010 г. она обеспечила только 10% мирового потребления (400 млн т н.э.). Крупнейшими экспортёрами являются Австралия, ЮАР, Индонезия, крупнейшими импортёрами – Япония и Республика Корея.

Предпосылками роста международной торговли являются развитие дешевой и безопасной добычи открытым способом в лидирующих странах-экспортёрах, а также развитие экономик Индии и Китая. По мере роста спроса и платежеспособности потребителей, а также развития международных связей местная добыча (особенно на маломощных шахтах с подземной добычей, высокими издержками и рисками) будет частично замещаться импортом. Однако динамика потребления угля в решающей степени зависит от конкуренции со стороны других энергоносителей.

В инерционном сценарии при быстром росте угольной энергетики самодостаточность по добыче угля в Китае и Индии не сможет быть обеспечена. К 2030 г. межрегиональная торговля углем возрастет на 80% (с 400 до

700 млн т н.э., или 11% мирового потребления). В стагнационном и инновационном сценариях рост потребления угля до 2030 г. будет гораздо более медленным, а после 2030 г. сменится спадом. Рост добычи и экспорта в нескольких крупнейших районах дешевой угледобычи при закрытии маломощных и неэффективных шахт в других регионах будет способствовать консолидации отрасли, которая неизбежна во всех сценариях. В 2009 г. на 5 крупнейших угольных компаний пришлось 17% добычи, на 10 компаний – 25%, на 25 компаний – 36%. К 2030 г. доля 25 компаний может возрасти до 50-60%, а к 2050 г. – до 65-75%.

Экологические аспекты угольной энергетики

Экологические проблемы угольной отрасли состоят: 1) в высоких выбросах CO_2 по сравнению с газовой энергетикой, 2) в высоких выбросах других загрязняющих веществ, непосредственно опасных для здоровья человека (оксиды серы и азота и пр.).

Воздействие первого фактора решающим образом зависит от ограничений на выбросы CO_2 и уровня платы за выбросы. В инерционном сценарии эти ограничения сравнительно слабы (плата за выбросы до 2020 г. есть только в США и ЕС; вводимые после 2020 г. в развивающихся странах ограничения слабы). В стагнационном и инновационном сценариях они существенно сильнее (плата за выбросы к 2020 г. вводится в Китае и Индии) и требуют перехода к технологиям «чистого угля» и (или) сворачивания угольной энергетики. Глобальные и национальные ограничения на выбросы CO_2 снижают конкурентоспособность угольной энергетики.

Воздействие второго фактора не зависит от сценария и будет иметь важное значение в развивающихся странах, где по мере роста уровня доходов будет нарастать запрос на замену устаревших и низкоэффективных угольных электростанций и котельных в крупнейших городах либо на новые угольные станции, либо на другие виды топлива. Строительство мощностей на современном технологическом уровне в Индии и особенно в Китае поможет решить эту проблему и будет рентабельным, хотя и повысит капитальные затраты в отрасли.

Резюме

Развитие угольной энергетики в 2010-2050 гг. может происходить по трем принципиально различным сценариям. В инерционном сценарии быстрый рост сопровождается частичным переходом на новые угольные технологии. В стагнационном сценарии постепенное сворачивание отрасли сопровождается переходом к «чистому углю». Наконец, в инновационном сценарии угольная энергетика постепенно уступает место атомной и возобновляемой энергетике, причем главной причиной является не соотношение затрат, а неспособность угольной энергетики удовлетворить системные потребности мировой энергетики в автономном и распределенном энергоснабжении.