УДК 339(923+13)

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЫНКИ СТРАН АТЭС: ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РОССИИ

О. В. Дёмина, А. А. Новицкий

Дёмина Ольга Валерьевна — старший лаборант. Институт экономических исследований ДВО РАН, ул. Тихоокеанская, 153, Хабаровск, Россия, 680042. E-mail: demina.olga.valerevna@gmail.com.

Новицкий Алексей Андреевич — старший лаборант. Институт экономических исследований ДВО РАН, ул. Тихоокеанская, 153, Хабаровск, Россия, 680042. E-mail: novitskiy@ecrin.ru.

На основе оценки текущей ситуации на энергетических рынках стран ATЭС, основных направлений торговых потоков на мировых энергетических рынках, текущих и перспективных профилей энергетической безопасности стран ATЭС по первичным энергоресурсам оценены возможности присутствия России на энергетических рынках стран ATЭС в среднесрочной перспективе. Показано, что в условиях сложившихся тенденций на рынках стран ATЭС — доминирования ископаемых видов топлива в структуре потребления первичных энергоресурсов, роста потребления энергоресурсов, монополизации рынков углеводородов, наращивания мощностей атомной энергетики — Россия сохранит свои позиции в рамках заключенных долгосрочных контрактов на поставку энергоресурсов, но ожидания по поводу формирования крупной рыночной ниши сильно завышены.

Энергетическая безопасность, профиль, экспорт, импорт, первичные энергоресурсы, нефть, природный газ, уголь, АЭС, ГЭС, АТЭС, Россия.

ВВЕДЕНИЕ

В последние три десятилетия страны-участницы Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества (далее — страны АТЭС) представляют наиболее динамично развивающуюся часть мировой экономики. В регионе создается свыше 54% мирового ВВП, на них приходится более 60% мирового потребления первичных энергоресурсов [26].

Районы производства и потребления энергоресурсов во многом не совпадают, что приводит к увеличению доли импорта в мировой торговле энергоресурсами — 40% спроса на первичные энергоресурсы удовлетворяется за счет импорта. Среди стран АТЭС выделяются как нетто-экспортеры, так и

[©] Демина О. В., Новицкий А. А., 2012

Статья выполнена при поддержке интеграционного проекта ДВО РАН, УрО РАН № 12-II-УО-10-018.



нетто-импортеры, в которых по мере экономического роста наблюдается усиление зависимости от внешних поставок.

Россия — один из крупнейших нетто-экспортеров энергоресурсов в мире, ее доля составляет в мировом экспорте нефти 13%, природного газа — 21 (в том числе 27,8% трубопроводного, 2,7% СПГ), энергетических углей — 12, на мировом рынке ядерных технологий — около 20%. Потенциал сотрудничества России и стран АТЭС пока еще мало реализован, доля восточного направления поставок в общем объеме экспорта из России незначительная: природного газа — около 7%, нефти — 16, угля — 26%. В соответствии с Энергетической стратегией России к 2030 г. планируется увеличение доли восточного направления в экспорте нефти и нефтепродуктов до 22—25 %, в экспорте газа — до 19—20% [15].

Экспертным сообществом обсуждаются возможности широкомасштабного выхода России на энергетические рынки стран АТЭС, для этих целей увеличивается объем добычи энергоресурсов и реализуется ряд крупных инфраструктурных проектов на Дальнем Востоке России (расширение пропускной способности ВСТО, увеличение мощности нефтеналивного терминала в порту Козьмино), разрабатываются еще более амбициозные проекты (трубопроводная система «Алтай», строительство каскада гидроэлектростанций в Якутии и другие).

По мнению авторов, ожидания наличия крупной ниши для российских энергоресурсов на рынках стран АТЭС сильно завышены. Это связано, вопервых, с монополизацией рынков углеводородов в регионе и политикой протекционизма по отношению к национальным государственным компаниям; во-вторых, со сложностью и многомерностью самих энергетических рынков, где необходимо учитывать не только конкуренцию среди поставщиков, потребителей, а также межтопливную конкуренцию.

В данном исследовании авторы оценивают возможности присутствия России на энергетических рынках стран АТЭС в среднесрочной перспективе на основе:

- оценки текущей ситуации на энергетических рынках стран АТЭС;
- анализа основных направлений торговых потоков на мировых энергетических рынках;
- оценки текущих и перспективных профилей энергетической безопасности стран АТЭС по первичным энергоресурсам.

ТЕКУЩАЯ СИТУАЦИЯ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ СТРАН АТЭС

Соотношение объемов собственного производства и потребления энергоресурсов по видам ископаемого топлива отражает связь отдельных стран с мировыми рынками энергоресурсов (табл. 1). Дисбаланс добычи и по-



требления энергоресурсов ведет к увеличению объемов торговли: за период 2002-2010 гг. объем торговли нефтью вырос на 20%, природным газом — на 68, углем на -60%. В 2010 г. на мировой рынок поступило около 60% добытой нефти и произведенных нефтепродуктов, около 30% — природного газа и около 15% угля [11, 17].

Таблица 1 Объем добычи и потребления энергоресурсов в странах АТЭС, 2010 г.

	Нефть, млн т		Прир	Природный газ,		N. T. V. T.
Страна	пед	угь, млн т		лрд м ³		
	добыча	потребление	добыча	потребление	добыча	потребление
Австралия	23,8	42,6	50,4	30,4	353,2	65,1
Вьетнам	18,0	15,6	9,4	9,4	37,0	20,6
Индонезия	47,8	59,6	82,0	40,3	282,2	59,0
Канада	162,8	102,3	159,8	93,8	52,3	35,1
Китай	203,0	428,6	96,8	109,0	2700,7	2570,3
Малайзия	32,1	25,3	66,5	35,7	_	5,0
Мексика	146,3	87,4	55,3	68,9	6,7	12,5
Республика Корея	_	105,6	_	42,9	1,4	114,0
Россия	505,1	147,6	588,9	414,1	223,2	140,8
США	339,1	850,0	611,0	683,4	828,3	786,9
Таиланд	13,8	50,2	36,3	45,1	7,5	22,3
Япония		201,6		94,5	0,8	185,6
12 стран АТЭС	1491,8	2116,4	1756,4	1667,5	4493,3	4012,2
Страны АТЭС, всего	1498,7	2175,5	1757,0	1688,7	4498,1	4046,2
Мир, всего	3913,7	4028,1	3193,3	3169,0	5597,1	5333,7

Источник: составлено по: [17].

В структуре потребления энергоресурсов в регионе преобладают ископаемые виды топлива: нефть — 30-40%, уголь — 30 и природный газ — 20%. Исключение составляет структура энергопотребления в Китае, где свыше 70% приходится на уголь (*puc. 1*). В среднесрочной перспективе ожидается, что на ископаемое топливо будет приходиться 60-80% в структуре потребления первичных энергоресурсов (в 2010 г. -88%).

В странах АТЭС недостаточно собственных запасов энергетических ресурсов для удовлетворения существующих и возрастающих энергетических потребностей (*табл. 2*). Более 40% потребностей в первичных энергоресурсах удовлетворяются за счет импорта: нефть — более 90%, газ — 37, уголь — около 15% [23, р. 3].



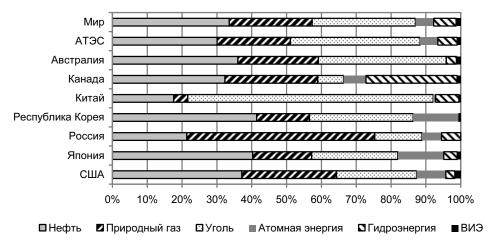


Рис. 1. Структура потребления первичных энергоресурсов в 2010 г.

Источник: составлено по: [17].

Таблица 2 Запасы энергоресурсов в странах АТЭС, 2010 г.

		Нефт	Ь	П	рироднь	ій газ		Уголь	
Страна	за- пасы, млрд т	доля в мире, %	запасы к произ- водству, лет	за- пасы, трлн м ³	доля в мире, %	запасы к производ- ству, лет	запасы, млн т	доля в мире, %	запасы к произ- водству, лет
Австралия	0,4	0,3	19,9	2,9	1,6	58,0	76 400,0	8,9	180,2
Вьетнам	0,6	0,3	32,6	0,6	0,3	66,0	150,0	_	3,4
Индонезия	0,6	0,3	11,8	3,1	1,6	37,4	5529,0	0,6	18,1
Канада	5,0	2,3	26,3	1,7	0,9	10,8	6582,0	0,8	97,0
Китай	2,0	1,1	9,9	2,8	1,5	29,0	114 500,0	13,3	35,3
Малайзия	0,8	0,4	22,2	2,4	1,3	36,1	_	_	_
Мексика	1,6	0,8	10,6	0,5	0,3	8,9	1211,0	0,1	129,6
Республика Корея	_	_	_	_	_	_	126,0	_	60,5
Россия	10,6	5,6	20,6	44,8	23,9	76,0	157 010,0	18,2	495,5
США	3,7	2,2	11,3	7,7	4,1	12,6	237 295,0	27,6	241,0
Таиланд	0,1		3,6	0,3	0,2	8,6	1239,0	0,1	69,3
Япония	_	_	_	_	_	_	350,0	_	381,7
12 стран АТЭС	25,4	13,3	17,0	66,8	35,7	38,0	600 392,0	69,6	110,9
Страны АТЭС, всего	25,5	13,5	17,0	67,6	36,1	38,5	600 963,0	69,7	110,9
Мир, всего	188,8	100	46,2	187,1	100	58,6	860 938,0	100%	118,4

Источник: составлено по: [17].

Альтернативными традиционным источникам энергии являются атомная энергия и возобновляемые источники энергии (ВИЭ), доля которых в структуре потребления первичных энергоресурсов не превышает 10% (см. рис. 1). Альтернативные источники энергии способны повысить общую энергетическую безопасность за счет снижения зависимости от импорта ископаемых видов топлива. ВИЭ и атомная энергия используются в основном для производства электроэнергии.

Вклад атомной энергетики в мировой энергетический баланс очень мал (не превышает 5,5%), при текущих объемах потребления урана запасов, пригодных для коммерческой добычи, хватит только на 85 лет. Мировые разведанные запасы урана составляют порядка 3,5 млн т. Основная часть запасов расположена в Австралии (989 тыс. т), Казахстане (622 тыс. т), России (615 тыс. т). Мировой спрос на уран в 2011 г. составил 78,47 тыс. т.

Среди стран АТЭС только семь имеют на своей территории атомные электростанции, генерирующие электроэнергию (*табл. 3*).

Таблица 3 Установленные мошности атомной генерации в странах АТЭС в 2010 г.

between the mount of the patient 1100 b 2010 i.						
Страна	Количество дейст- вующих реакторов	Установленная мощность, ГВт	Доля электроэнергии, произведенной на АЭС, %			
Канада	18	12,6	15,4			
Китай	16 (25)	11,8	1,8			
Мексика	2	1,3	2,2			
Республика Корея	23 (3)	20,7	30,0			
Россия	33 (10)	23,6	16,4			
США	104 (1)	101,2	19,6			
Япония	50 (2)*	44,2	25,3**			
Страны АТЭС, всего	246	215,4	12,7			
Мир, всего	435	368,8	13,0			

Примечания: * в настоящее время большинство реакторов в Японии временно остановлены; ** доля снизилась с 25,3% в 2010 г. до 18,1% в 2011 г.

Источник: составлено по: [27].

Мировым лидером по объему установленных мощностей и генерации на АЭС являются США: более 100 реакторов общей мощностью свыше 100 ГВт и 30% генерируемой на АЭС электроэнергии в мире. С 1977 г. в США не запускалось новых проектов по строительству АЭС, что было связано с предпочтениями к использованию природного газа как более экономичного в перспективе ресурса, а также сильной оппозицией населения по отношению к атомной энергетике. Несмотря на отсутствие строительства новых АЭС, доля электроэнергии, генерируемой за счет существующих электростанций,



выросла с 11% в 1980 г. до 20% в 2010 г. В связи с перспективами снижения цен на природный газ США не планируют значительного развития атомной генерации. К 2020 г., вероятно, будет введено не более четырех новых реакторов.

В два раза меньше мощностей атомной энергетики установлено в Японии. До 2011 г. 54 АЭС обеспечивали порядка 25% всей генерации электроэнергии. После землетрясения в марте 2011 г. и последующего инцидента на АЭС Фукусима-1 правительство Японии приняло решение пересмотреть стратегический план развития энергетики, включая сокращение темпов наращивания мощностей атомной генерации. В настоящее время большинство АЭС в Японии приостановлены для тщательного обследования.

В большинстве стран лишь небольшая доля производимой электроэнергии обеспечивается гидроэнергетикой. Среди рассматриваемых стран только в пяти гидроэнергетика обеспечивает более 10% производства электрической энергии (maбл. 4).

Таблица 4 Показатели, характеризующие роль гидроэнергии и других ВИЭ в энергетике стран АТЭС в 2010 г.

Страна	Производство электро- энергии на ГЭС, ТВтч	Доля электро- энергии, произведенной на ГЭС*, %	Производство электроэнергии за счет ВИЭ (кроме гидроэнергии), ТВтч	Доля электро- энергии за счет ВИЭ (кроме гидро- энергии)*, %
Австралия	12,6	4,9	7,8	3,0
Вьетнам	27,6	27,6	0,1	0,1
Индонезия	17,7	10,4	9,5	5,6
Канада	350,9	60,3	16,6	2,8
KHP	722,2	17,2	52,8	1,3
Республика Корея	3,7	0,7	2,4	0,5
Малайзия	7,0	6,1	0,0	0,0
Мексика	36,7	13,6	7,7	2,8
Россия	168,4	16,3	0,5	0,0
США	262,8	6,1	171,9	4,0
Таиланд	5,5	27,6	6,3	0,1
Япония	90,9	7,9	31,7	2,7
Страны АТЭС, всего	1706,1	13,3	307,3	2,4
Мир, всего	3442,4	16,1	731,5	3,4

Примечание. * Данные о долях приведены за 2009 г.

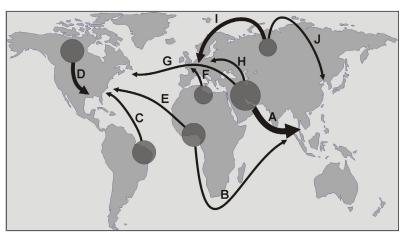
Источник: составлено по: [16; 17; 21].



ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТОРГОВЫХ ПОТОКОВ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

Мировой рынок нефти. Мировыми лидерами по экспорту нефти остаются Саудовская Аравия (317 млн т), Россия (251 млн т) и Иран (112 млн т). Лидером по объемам импорта нефти остаются США (456 млн т), увеличивает объем закупок Китай (235 млн т), к основным импортерам в регионе относятся Япония (185 млн т) и Республика Корея (119 млн т). Основной объем экспорта в страны АТЭС обеспечивается поставками из стран Ближнего Востока (80%) и стран Западной Африки (около 16%) [12; 17; 23].

В структуре грузопотоков Ближний Восток — Азия наибольший вес имеют поставки нефти в Японию, Китай, Республику Корея и Тайвань; в структуре грузопотоков Ближний Восток — Северная Америка доминируют поставки нефти в США, крупнейшей составляющей грузопотока Южная Америка — Северная Америка традиционно являются поставки нефти в США (рис. 2).



 $Puc.\ 2.$ Основные направления торговых потоков нефти в мире в 2010 г.: A — Ближний Восток — Азия (702,2 млн т); B — Западная Африка — Азия (74,7 млн т); C — Центральная и Южная Америка — Северная Америка (114,5 млн т); D — Канада — США (124,5 млн т); E — Западная Африка — Северная Америка (89,6 млн т); F — Северная Африка — Европа (94,6 млн т); G — Ближний Восток — Северная Америка (89,6 млн т); H — Ближний Восток — Европа (114,5 млн т); I — СНГ — Европа (293,8 млн т); $J - CH\Gamma - A$ зия (74,7 млн т)

Источник: [23, р. 4].

Максимальный объем поставок нефти составляет 702,2 млн т в направлении Ближний Восток — Азия. Это отражает как высокий объем спроса на нефть, так и ограниченность собственных ресурсов нефти в странах АТЭС.

Мировой рынок природного газа. Ведущими экспортерами природного газа в мире являются Россия (199,9 млрд $м^3$), Норвегия (100,6 млрд $м^3$), Катар (94,9 млрд $м^3$), Канада (92,4 млрд $м^3$) и Алжир (55,8 млрд $м^3$); ведущими импортерами — США (105,5 млрд $м^3$), Япония (93,5 млрд $м^3$), Республика Корея (44,4 млрд $м^3$) [17; 23].

Основными поставщиками СПГ на рынки стран АТЭС являются региональные производители (Индонезия, Малайзия, Австралия), значительные потоки из стран Ближнего Востока (Оман, Катар, ОАЭ), Северной и Западной Африки (Алжир, Египет, Нигерия). Наиболее перспективные потребители СПГ в Азии — Китай и Индия — активно диверсифицируют энергобалансы, в которых пока доминируют уголь и нефть [23, pp. 5–7]. Основные направления торговых потоков газа представлены на рисунке 3.

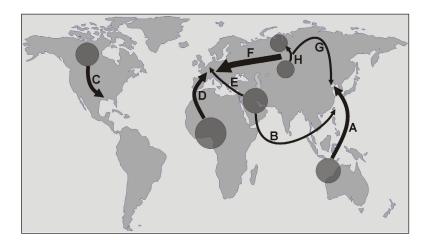


Рис. 3. Основные направления торговых потоков природного газа в мире в 2010 г.: $A-ACEAH\ u\ Aвстралия-Ceверо-Bосточная\ Aзия\ (93,9\ млрд\ м³); \\ B-Ближний\ Bосток-Ceверо-Bосточная\ Aзия\ (46,8\ млрд\ м³); \\ C-Kанада-CIIIA\ (92,4\ млрд\ м³); \\ D-Ceверная\ u\ Западная\ Aфрика-Eвропа\ (84,3\ млрд\ м³); \\ E-Ближний\ Bосток-Eвропа\ (45\ млрд\ м³); <math display="block">F-CH\Gamma-Eвропа\ (185,7\ млрд\ м³); \\ G-CH\Gamma-Ceверо-Bосточная\ Aзия\ (16\ млрд\ м³); \\ H-Центральная\ Aзия\ (CH\Gamma-Pоссия\ (31,9\ млрд\ м³)$

Источник: [23, р. 4].

Среди всех участников мирового рынка природного газа можно выделить лишь несколько стран, от которых реально можно было бы ожидать существенного (более чем на 20 млрд м³ в год) увеличения объемов экспорта к 2020 г. сверх текущих обязательств по контрактам (*табл. 5*).

Таблица 5

Страна	2011	2016	2020
Австралия	27,6	82,8-96,6	82,8-220,8
Канада	0	6,9-37,3	13,8-69
Катар	106,3	106,3	106,3
Россия	13,8	13,8-20,7	13,8-34,5
США	2	7	16-63

Источник: составлено по: [23, р. 10].

Мировой рынок угля. В 2010 г. мировая торговля углем достигла нового исторического максимума — около 950 млн т [12].

Ведущие экспортеры угля в мире в 2010 г. — Австралия (301 млн т), Индонезия (299 млн т), Россия (116 млн т), США (74 млн т) и ЮАР (71 млн т). Япония остается мировым лидером по импорту угля (185 млн т), второе место занимает Китай (182 млн т), третье сохранила Республика Корея (119 млн т), далее следует Индия (112 млн т) [6,12]. Основными поставщиками угля на рынки стран АТЭС являются Австралия, Индонезия и Россия (рис. 4).

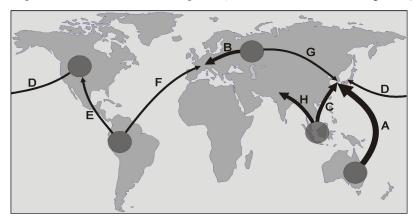


Рис. 4. Основные направления торговых потоков угля в 2010 г.: A - Aвстралия — Восточная Азия (230 млн т); $B - CH\Gamma - E$ вропа (47 млн т);

С – Юго-Восточная Азия – Восточная Азия (158 млн т);

D – Северная Америка – Восточная Азия (37 млн т);

Е – Южная Америка – Северная Америка (12 млн т);

F— Южная Америка — Восточная Азия (30 млн т);

G – Юго-Восточная Азия – Южная Азия (54 млн т)

Источник: составлено по: [12, с. 78–108].

Мировой рост спроса на уголь определяется широким распространением и значительными запасами угля; развитием чистых угольных технологий, снимающих ряд экологических ограничений по его использованию; более



высокой надежностью и безопасностью поставок по сравнению с углеводородами; концентрацией добычи угля в странах с более низкими издержками производства и транспортировки угля.

Рост спроса на уголь в странах АТЭС определяется, прежде всего, ростом электропотребления. Производство электроэнергии является основным направлением использования угля. На угольную генерацию в среднем в странах АТЭС приходится 49% (в мире — 40%). В Республике Корея, США и Индонезии доля угольной генерации составляет 42—46%, в Китае и в Австралии — более 70%. Крупнейшие производителя угля в странах АТЭС: Китай — 60%, США — 18%, Австралия — 7,9%, Индонезия — 6,3%. Рост добычи в 2000—2010 гг. составил: в Китае — 2,3 раза, в Австралии — на 36% и в Индонезии — в 4 раза. Рост добычи угля в Китае ориентирован на рост внутреннего потребления, а в Австралии и Индонезии — на рост экспорта. В среднесрочной перспективе ожидается, что Китай будет увеличивать объем импорта угля, Индонезия будет сокращать объем экспорта угля, Австралия сохранит лидирующее положение на мировом рынке угля.

Мировой рынок урана. Крупнейшими производителями урана в 2011 г. были: Казахстан (19,45 тыс. т), Канада (9,14), Австралия (5,98), Нигер (4,35), Намибия (3,52), Россия (2,99), Узбекистан (2,50), США (1,53 тыс. т) [27].

Рынок урана можно условно разделить на два разных сегмента. В первом сегменте находятся торговые процессы, связанные с добычей и экспортом непереработанного урана (оксида урана). Во втором сегменте находятся услуги по переработке урана (конверсия, обогащение и фабрикация).

Полный цикл¹ добычи и переработки урана для его использования на АЭС осуществляется в нескольких странах (Россия, США, Франция, Великобритания, Бразилия, Китай, Иран). Например, на Россию приходится 7% мировой добычи урана, в стране размещены 22% мировых мощностей по конверсии, 42% мощностей по обогащению и 15% мощностей по фабрикации.

ПРОФИЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СТРАН АТЭС

Авторы предприняли попытку оценить возможности России на рынках энергоресурсов в странах АТЭС на основе анализа энергетической безопасности (профилей энергетической безопасности) по методике Международ-

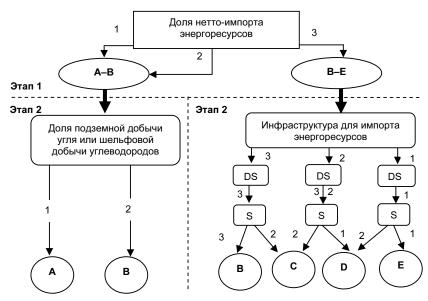
¹ Ядерный топливный цикл (ЯТЦ) — это последовательность технологических процессов, направленных на получение электроэнергии с помощью ядерных реакций. ЯТЦ включает следующие этапы: добыча урановой руды (оксид урана), конверсия, обогащение, фабрикация тепловыделяющих сборок, производство электроэнергии на АЭС, утилизация ядерных отходов. Также существуют технологические процессы переработки отработанного топлива с целью повторного его использования.

ного энергетического агентства (The IEA Model of short term energy security (MOSES) Primary Energy Sources and Secondary Fuels).

Методика для оценки профилей энергетической безопасности. Методика базируется на индикативном анализе энергетической безопасности. На основе значений индикаторов страны с аналогичными комбинациями подверженности рискам и устойчивости энергетической системы к внешним и внутренним угрозам группируются в энергетические профили (от A до E) по каждому энергоресурсу. Страны с наибольшей устойчивостью и с низкими рисками относятся к профилю A, страны с наименьшей устойчивостью и максимально высокими рисками — к профилю E.

Распределение стран по профилям позволит выделить потенциальные рынки для российских энергоресурсов — страны с профилями В и ниже, где доля импорта составляет более 40% от объема потребления энергоресурса. Можно предположить, что чем ниже энергетический профиль у страны, тем выше перспективный объем спроса на энергоресурсы и вероятность наращивания объемов экспорта России в восточном направлении. Конкуренты России среди стран АТЭС на энергетических рынках региона относятся к профилю А.

Алгоритм определения профиля энергетической безопасности для ископаемых видов топлива приведен на рисунке 5.



Puc. 5. Схема определения профиля энергетической безопасности страны для ископаемого топлива: DS — диверсификация поставщиков, S — объем запасов, 1-3 — уровень значений индикатора, A-E — профили энергетической безопасности

Источник: составлено по: [25, pp. 17, 27, 30].



Этап 1. Анализируется обеспеченность собственными энергоресурсами (доля нетто-импорта энергоресурсов).

Этап 2. Оценивается развитие транспортной инфраструктуры для импорта энергоресурсов (количество портов, нефте- и газопроводов, регазификационных терминалов), определяется диверсификация и политическая стабильность поставок энергоресурсов (индекс Херфиндаля — Хиршмана и индекс стабильности).

Индикаторы, используемые для оценки энергетической безопасности, приведены в таблице 6.

Индикаторы энергетической безопасности

Таблица 6

	Индикатор		Уровень значе	
			2	3
	Доля нетто-импорта ¹ нефти		40-65%	≥80%
	Доля нетто-импорта природного газа	≤ 10%	30-40%	≥70%
Внешний	Доля нетто-импорта угля		30-70%	>70%
риск	Политическая стабильность поставщиков нефти	< 2,5	≥2,	9
	Политическая стабильность поставщиков природного газа		1,0-4,0	≥4,0
	Доля добычи нефти на шельфе	<15%	>90	%
	Доля добычи природного газа на шельфе	≤30%	≥80%	
Внутренний риск	Доля добычи угля подземным способом	<40%	40-60%	≥60%
риск	Средний возраст атомных реакторов, лет		20-30	>30
	Интенсивность незапланированных отключений	<3%	3-6%	≥6%
	Инфраструктура для импорта нефти: количество нефтепроводов количество портов	1-2 0-1	2-4 3-8	≥5 ≥9
Устойчивость внешняя	Инфраструктура для импорта природного газа: количество газопроводов количество регазификационных терминалов	1-2	3-4 1-2	≥5 ≥3
	Диверсификация поставщиков нефти	>0,8	0,3-0,8	<0,3
	Диверсификация поставщиков газа	>0,6	0,3-0,6	<0,3
	Диверсификация поставщиков угля	>0,6	0,3-0,6	<0,3
	Объем стратегических запасов нефти	≤15	20-50	≥55
У стойчивость	Объем стратегических запасов природного газа к объему потребления	<50%	50- 100%	>100%
внутренняя	Количество реакторов	1	4-10	≥15
	Диверсификация моделей реакторов	>0,6	0,3-0,6	<0,3
	Колебания годовой загрузки мощностей ГЭС	≤ 11%	12-21%	≥22%

Примечание: 1 — низкий, 2 — средний, 3 — высокий. *Источник*: составлено по: [25, pp. 16, 26, 29, 39].

¹ Доля нетто-импорта рассчитывается как разность импорта и экспорта, отнесенная к объему потребления, аналогично рассчитывается доля нетто-экспорта.



Индикатор, отражающий монополизацию рынка (диверсификацию поставщиков энергоресурсов), — индекс Херфиндаля — Хиршмана¹ и индикатор, отражающий политическую стабильность, представлены в таблице 7.

Таблица 7 Индексы диверсификации поставщиков и политической стабильности, 2010 г.

Company	Индекс	Херфиндаля-Хирг	и Индекс стабильности			
Страна	нефть	природный газ	уголь	нефть	природный газ	
Австралия	0,10175	_	_	4,15	_	
Китай	0,0909	0,19542	0,1893	2,18	4,26	
Мексика	_	0,56361		_	3,85	
Республика Корея	0,15917	0,13637	0,29115	3,82	4,22	
США	0,11865	0,80940	_	3,80	6,68	
Таиланд	0,19158	•••		3,49		
Япония	0,16967	0,14485	0,45060	3,79	4,97	

Источник: рассчитано по: [5; 16; 17; 18; 21; 24].

В соответствии с данной методикой к монополизированным рынкам относится рынок природного газа в США. Близок к монопольному состоянию рынок природного газа в Мексике и рынок угля в Японии. Остальные рынки энергоресурсов в рассмотренных странах высококонкурентные (*табл. 7*).

Минимальные значения индекса стабильности для Китая объясняются тем, что Китай стал активным участником рынка нефти сравнительно недавно и вынужден осуществлять поставки из стран Ближнего Востока с более высокими политическими рисками (40% поставок приходится на Анголу, Ирак, Иран, Судан, Ливию и Венесуэлу), в то время как США, Япония и Республика Корея осуществляют основные поставки из стран с меньшими политическими рисками (Оман, Катар, Саудовская Аравия и ОАЭ).

В условиях высокой зависимости от поставок энергоресурсов профиль энергетической безопасности стран нетто-импортеров определяется уровнем развития энергетической инфраструктуры (регазификационные терминалы для СПГ, трубопроводы для нефти и природного газа, порты для нефти и угля).

Для устранения сезонных колебаний потребления, предотвращения сбоев в поставках создаются стратегические резервы нефти и природного газа,

¹ Индекс рассчитывается по формуле: $HHI = \sum S_i^2$, где S_i выраженные в процентах

доли импорта стран в общем объеме импорта. Индекс нормированный, ограничен сверху — в случае чистой монополии (один импортер) значение индекса составит 10000; и снизу 10000/п (в случае равного распределения долей рынка). Таким образом, чем выше значения индекса, тем более монополизирован рынок.

которые характеризуются мощностью хранилищ. Например, в Республике Корея стратегические резервы нефти способны обеспечить около 160 дней автономного потребления, в Японии — 133 дня, в США — 38 дней.

Профиль энергетической безопасности стран нетто-экспортеров энергоресурсов определяется долей добычи углеводородов на шельфе и долей добычи угля подземным способом.

Определение профиля энергетической безопасности для атомной энергии выполняется по схеме, отличной от схемы для ископаемых видов топлива (puc. 6).

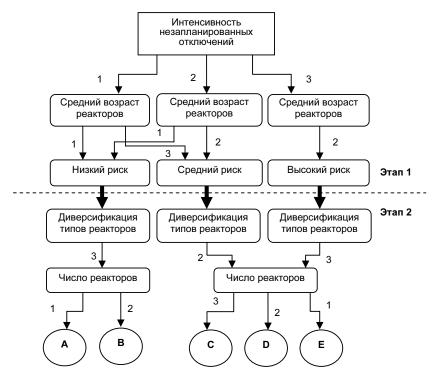


Рис. 6. Схема определения профиля энергетической безопасности страны для атомной энергии: 1-3 – уровень значений индикатора,
 A-E – профили энергетической безопасности

Источник: [25, р. 40].

Этап 1. Оцениваются риски нарушения снабжения электроэнергией, произведенной на АЭС, на основе двух индикаторов: интенсивность незапланированных отключений АЭС и средний возраст атомных реакторов.

Этап 2. Оценивается уровень диверсификации моделей реакторов и устойчивость системы снабжения на основе числа реакторов.



В целом для стран АТЭС интенсивность незапланированных отключений АЭС составляет не более 3%, что является свидетельством высокой устойчивости систем (табл. 8). Исключением является Япония, где, в том числе в связи с последствиями землетрясения в марте 2011 г., данный показатель выше 6%. Средний возраст АЭС по состоянию на 2012 г. менее 20 лет — в Республике Корея и Китае, от 20 до 30 лет — в остальных странах. Уровень диверсификации моделей реакторов стран АТЭС колеблется от 0,16 до 0,32; исключение составляет Мексика, где установлено всего два однотипных реактора. В основном страны характеризуются высоким уровнем диверсификации по моделям реакторов, средний уровень — для Республики Корея. Большое количество реакторов (более 15) установлено в Китае, Республике Корея, России, США и Японии.

Таблица 8 Индикаторы энергетической безопасности для АЭС в странах АТЭС

Страна	Средний возраст атомных реакторов, лет	Типы реакторов	Индекс диверсификации по моделям реакторов	Количество действующих реакторов				
Австралия	_	_	_	0				
Вьетнам	_	_	_	0				
Индонезия	_	_	_	0				
Канада	28,4	PHWR-18	0,28	18				
Китай	8,8	PWR-13, PHWR-2, FBR-1	0,21	16 (25)*				
Малайзия	_	_	_	0				
Мексика	20,5	BWR-2	1	2				
Республика Корея	17,0	PWR-19, PHWR-4	0,32	23 (3)				
Россия	29,5	PWR-17, LWGR-15, FBR-1	0,30	33 (10)				
США	32,6	PWR-69, BWR-35	0,16	104 (1)				
Таиланд	_	_	_	0				
Япония	25,7	PWR-24, BWR-26	0,23	50 (2)**				
Всего по АТЭС	_	_	_	246				

Примечания: *в скобках указано количество реакторов на этапе строительства; PWR — реакторы с водой под давлением, PHWR — тяжеловодный реактор, BWR — корпусной кипящий реактор, LWGR — графито-водный реактор, FBR — реактор на быстрых нейтронах; **в настоящее время большинство реакторов в Японии временно остановлены.

Источник: составлено по: [27].

В используемом подходе МЭА энергетическая безопасность оценивается только для первичных источников энергии. Для возобновляемых ресурсов такие оценки выполнить сложно. Поэтому оценка произведена только для одного, наиболее используемого ресурса — гидроэнергии.



Поскольку гидроэнергия локализована на территории определенной страны, с точки зрения используемой методологии для нее характерны только внутренние риски и внутренние факторы устойчивости энергообеспечения. Для количественной оценки рисков и устойчивости используется один индикатор — коэффициент вариации (изменчивости) годовой загрузки мощностей, который определяется как отношение стандартного отклонения числа часов полной загрузки к среднему числу часов полной загрузки мощностей. Для расчета используется период 1990—2009 гг. (*табл. 9*).

Профили энергетической безопасности стран АТЭС в 2010 г. Распределение стран по профилям энергетической безопасности по каждому первичному энергоресурсу приведено в таблице 9.

Энергетические профили, 2010, 2030 гг.

Таблица 9

	Про- филь	Индикатор	Профиль 2010 г.	Профиль 2030 г.
	A	Нетто-экспорт Доля добычи на шельфе < 15%	Канада, Россия	Канада, Россия
	A	Доля нетто- импорта < 15%	Индонезия	Индонезия, США
Нефть		Нетто-экспорт Доля добычи на шельфе > 75%	Вьетнам, Малайзия, Мексика	Вьетнам, Малайзия, Мексика
Hed	В	Доля нетто-импорта $40-65\%$ Высокая диверсификация поставщиков, Количество портов ≥ 5 или нефтепроводов ≥ 9 Объем стратегических запасов ≥ 55 дней автономной работы	Австралия, Китай, США	Австралия, Китай
	С	Доля нетто-импорта ≥ 80% Высокая диверсификация поставщиков Количество портов ≥ 5 или нефтепроводов ≥ 9 Объем стратегических запасов >55 дней авто- номной работы	Республика Корея, Таиланд, Япония	Республика Корея, Таиланд, Япония
	A	Нетто-экспорт Доля добычи на шельфе ≤ 30%	Канада, Индо- незия, Россия	Канада, Россия
	A	Доля нетто-импорта < 25% Высокая диверсификация поставщиков	Мексика, Китай, США	Индонезия, Мексика, США
Триродный газ	В	Нетто-экспорт Доля добычи на шельфе ≥ 80%	Австралия, Вьетнам, Малайзия	Австралия, Вьетнам, Малайзия
додидП	Б	Доля нетто-импорта 30—70% Высокая диверсификация поставщиков Количество газопроводов ≥ 5	Таиланд	Китай, Таиланд
	С	Доля нетто-импорта ≥ 70% Высокая диверсификация поставщиков Количество регазификационных терминалов ≥ 3 Объем стратегических запасов природного газа в объеме потребления > 100%	Республика Корея, Япония	Республика Корея, Япония

	Про- филь	Индикатор	Профиль 2010 г.	Профиль 2030 г.
Уголь	A	Нетто-экспорт угля Доля подземной добычи < 40%	Австралия, Вьетнам, Ин- донезия, Ка- нада, Россия, США	Австралия, Вьетнам, Индо- незия, Канада, Россия, США
		Доля нетто-импорта 30—60%	Мексика, Китай	Мексика, Китай
	В	Доля нетто-импорта 30—60% Доля подземной добычи > 40%	_	_
	С	Доля нетто-импорта >70% Средняя или высокая диверсификация поставщиков Количество портов ≥ 5	Малайзия, Республика Корея, Япо- ния, Таиланд	Малайзия, Республика Корея, Япония, Таиланд
	A	Интенсивность незапланированных отключений ≤ 3% Количество реакторов ≥15 Средний или высокий уровень диверсификации моделей реакторов	Россия, Канада, Китай, Республика Корея, США	Россия, Ка- нада, Китай, Республика Корея, США, Япония
УГИЯ	В	Интенсивность незапланированных отключений ≤ 3% Количество реакторов 4—10 Средний или высокий уровень диверсификации моделей реакторов	-	-
Атомная энергия	С	Интенсивность незапланированных отключений ≥ 3% Количество реакторов ≥15 Средний или высокий уровень диверсификации моделей реакторов	Япония	_
7	D	Интенсивность незапланированных отключений ≥3% Количество реакторов 4—10 Средний уровень диверсификации моделей реакторов	-	-
	Е	Интенсивность незапланированных отключений $\leq 3\%$ Количество реакторов $1-3$	Мексика	Вьетнам, Индонезия, Мексика, Малайзия, Таиланд
18	A	Коэффициент вариации ≤ 11%	Вьетнам, Канада, Китай, Мексика, Рос- сия, США	Вьетнам, Канада, Китай, Мексика, Рос- сия, США
Гидроэнергия	В	Коэффициент вариации 12-21%	Австралия, Индонезия, Малайзия, Япония, Таиланд	Австралия, Индонезия, Малайзия, Япония, Таи- ланд, Респу- блика Корея
	С	Коэффициент вариации ≥22%	Республика Корея	_

Источник: составлено авторами.



По состоянию на 2010 г. наиболее многочисленная группа стран отнесена в профиль А (по ископаемым видам топлива) с минимальными рисками и высокой устойчивостью. В состав профиля входят нетто-экспортеры энергоресурсов: Россия, Канада, Индонезия. Профиль В составляют страны нетто-экспортеры с высокой долей шельфовой добычи углеводородов и нетто-импортеры, в которых доля нетто-импорта составляют страны нетто-импортеры, в которых доля нетто-импорта составляют страны нетто-импортеры, в которых доля нетто-импорта составляет более 70%.

В настоящее время большинство стран, обладающих атомной энергетикой, находятся в профиле А: Россия, США, Китай, Республика Корея, Канада. Повышенное значение фактора интенсивности незапланированных отключений обусловило попадание Японии лишь в профиль С. Мексика относится к профилю Е с наибольшими рисками и наименьшей устойчивостью.

По ресурсу гидроэнергии в профиле А оказались страны, в которых гидроэнергия занимает наибольшую долю в энергобалансе первичной энергии (Канада, Вьетнам, Китай, Мексика, Россия). Низкий коэффициент вариации в этих странах связан с относительно высокими объемами и в целом высоким уровнем развития гидроэнергетики.

Тенденции на энергетических рынках стран АТЭС. Анализ текущей ситуации на энергетических рынках стран АТЭС и основных направлений торговых потоков на мировых энергетических рынках позволяет выделить следующие тенденции, которые будут определять объемы производства и потребления, экспорта и импорта энергоресурсов в среднесрочной перспективе в странах АТЭС.

Доминирование ископаемого топлива. Ископаемые виды топлива сохранят доминирующую роль (60-80%) в структуре энергобаланса стран АТЭС.

Рост объемов потребления энергоресурсов. В среднесрочной перспективе в странах региона ожидается дальнейший рост потребления энергоресурсов, среднегодовые темпы роста составят: в Китае -3%, в Республике Корея -1,2%, в Канаде и Австралии -1%, в России -0,6%, в США -0,5%, в Японии -0,2%, средний темп роста потребления в остальных странах АТЭС -2,4% [21].

Изменение маршрутов и направлений поставок ископаемых видов топлива. Рост внутреннего спроса на природный газ в Индонезии и Малайзии может привести к тому, что они станут нетто-импортерами СПГ. Открытие нетрадиционных источников газа в США может привести к тому, что страна станет нетто-экспортером СПГ. Экологические и технологические ограничения роста добычи угля в Китае в среднесрочной перспективе могут привести к тому, что он из крупного экспортера перейдет в нетто-импортеры угля. Рост внутреннего спроса и ограничения на экспорт угля в Индонезии могут привести к возникновению новых маршрутов поставок угля в страны АТЭС [3, с. 22; 38].

Монополизация рынков углеводородов в странах АТЭС. В Республике Корея полной монополией обладает в газовой промышленности Когеа Gas Corporation, в добыче углеводородных ресурсов — Korea National Oil Corporation. В Японии во главе нефтегазовой промышленности — Japan National Oil Corporation, с которой работают три крупные нефтяные компании: Mitsui Oil Exploration Company, Indonesian Petroleum Exploration Company и Japan Petroleum Exploration Company. Все углеводородные ресурсы Малайзии принадлежат государственной компании Petroliam Nasional Berhad. В Индонезии с 1971 г. исключительным правом добычи нефти и газа обладает государственная компания Pertamina [1]. В Китае основные производители в нефтегазовой отрасли компании: CNPC, Sinopec и CNOOC. Например, в первичной нефтепереработке Sinopec контролирует около 45% мощностей, CNPC — около 30%, CNOOC — около 7%, остальное — небольшие местные компании. Примерно такая же ситуация и в газовой добыче, хотя всего в Китае действуют около 60 компаний по добыче газа.

Наращивание мощностей атомной энергетики в странах АТЭС. В 2011 г. из 67 строящихся в мире реакторов 45 были расположены в Азии. В ближайшие годы основной рост объемов атомной генерации будет происходить в Китае, Индии и Республике Корея.

Долгосрочный план развития атомной энергетики КНР (2005-2020 гг.) предполагает увеличение установленных мощностей АЭС до $40~\Gamma$ Вт к $2020~\Gamma$ и до $70~\Gamma$ Вт к $2030~\Gamma$. В настоящее время в стадии строительства находятся 25~ реакторов общей мощностью более $30~\Gamma$ Вт.

Развитие атомной энергетики в Республике Корея является стратегическим приоритетом. В настоящее время в стране функционирует 23 реактора мощностью порядка 21 ГВт, которые обеспечивают треть потребностей Кореи в электроэнергии. К 2030 г. планируется построить еще 17 реакторов (22 ГВт) и довести долю АЭС в производстве электроэнергии до 59%, что сделает Республику Корея одним из мировых лидеров по этому показателю.

В Индонезии нет мощностей атомной генерации, однако существуют планы по строительству серии из четырех АЭС общей мощностью 4 ГВт к 2025 г. Перспективы по строительству АЭС открываются в связи с существованием на территории страны двух урановых шахт. В настоящее время эксплуатируются три реактора для проведения исследований.

В Таиланде интерес к атомной энергетике вызван высоким прогнозируемым ростом спроса на электроэнергию — порядка 7% в год до 2030 г. В 2014—2020 гг. планируется построить АЭС мощностью 4 ГВт.

В Малайзии в 2008 г. правительство приняло решение о необходимости ввода атомной АЭС ввиду растущих цен на углеводородные энергоресурсы. Ожидается, что станция будет введена в эксплуатацию в 2023 г. На данный момент в стране существует лишь один реактор для исследовательских целей.



Рост установленных мощностей и рост эффективности ГЭС. Доля гидроэнергетики в энергобалансе рассматриваемых стран может увеличиться, однако возможности значительного замещения других ресурсов гидроэнергией ограничены, в том числе природными факторами. Гидроэнергетика останется наиболее важным источником энергии из ряда ВИЭ в энергобалансе большинства стран. В долгосрочной перспективе место мирового лидера по объему установленных мощностей и генерации на ГЭС сохранит Китай.

Профили энергетической безопасности в странах АТЭС в 2030 г. Описанные тенденции приведут к изменениям профилей энергетической безопасности стран АТЭС (профиль 2030 г., *табл. 9*), наиболее вероятными являются:

- Индонезия и Малайзия по природному газу из профиля А переместятся в профиль В.
 - США по нефти из профиля В переместятся в профиль А.
- Энергетические профили остальных стран для природного газа и нефти сохраняются.
- Изменения объемов производства и потребления, импорта угля в странах АТЭС не отразятся на изменении профилей энергетической безопасности.
- По атомной энергии и гидроэнергии принципиальных изменений профилей не ожидается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В перспективе на энергетических рынках стран АТЭС будут происходить изменения, связанные с перераспределением объемов поставок по различным видам энергоресурсов, однако это практически не повлияет на положение России на этих энергетических рынках.

Одной из наиболее важных характеристик энергетического рынка стран АТЭС в целом является наличие двух типов конкуренции: во-первых, монополистической конкуренции между основными поставщиками на этих рынках и, во-вторых, конкуренции между странами нетто-импортерами за стабильные объемы поставок. При этом основными поставщиками углеводородов в страны АТЭС останутся страны Ближнего Востока и Западной Африки, которые по-прежнему будут иметь относительно наибольшую рыночную власть.

Особая ситуация существует сейчас и будет складываться в перспективе на энергетическом рынке Китая, поскольку страны-экспортеры энергоресурсов на этом рынке вынуждены конкурировать не только между собой, но и с внутренним производством энергоресурсов в самом Китае. При этом Китай, обладая собственными запасами и имея возможность диверсифицировать политику в области их распределения и потребления, оказывается в состоянии существенно ограничивать рыночную власть внешних энергетических монополий.

Для России, которая претендует на существенное увеличение своей доли на энергетическом рынке АТЭС, важнейшим выводом является то, что она сталкивается и будет сталкиваться в перспективе на этом рынке со сложившейся структурой конкурентных взаимодействий. Это означает, что увеличение физических объемов предложения энергоресурсов, скорее всего, окажется недостаточным аргументом (инструментом) для получения ожидаемых выигрышей в рамках монополистической конкуренции. Возможным усилением конкурентных позиций для России будет способность выводить на рынки стран АТЭС продукты более высокой степени переработки, особенно способность создавать новые товарные ниши на основе технологического лидерства. Тем более это справедливо для операций на китайском рынке, так как увеличение физических объемов на этом рынке приведет, скорее всего, к созданию ситуации монопсонии для российских углеводородов.

Таким образом, при всей важности обеспечения физических объемов поставок, эффективных маршрутов транспортировки, конкурентоспособного уровня издержек, на первый план и сегодня, и тем более в перспективе выдвигается проблема технологического лидерства в энергетическом секторе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. *Верхотуров Д*. Как победить на энергетическом рынке Азиатско-Тихоокеанского региона / Агентство Политических Новостей. URL: http://www.apn.ru/publications/print11433.htm (дата обращения: 16.03.2012).
- 2. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Б. Г. Санеев [и др.]; ред.: Н. И. Воропай, Б. Г. Санеев; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. Новосибирск: Гео, 2011. 368 с.
- 3. BP: прогноз развития мировой энергетики до 2030 г. / BP p.l.c., 2011. 80 с. URL: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/russia/bp_russia_russian/STAGING/local_assets/downloads_pdfs/s/bp_energy_outlook_2030_rus.pdf (дата обращения: 01.06.2012).
- 4. Демина О. В. Энергетика Дальнего Востока России в перспективе до 2050 г.: технологический аспект // Пространственная экономика. 2012. № 2. С. 67–88.
- 5. Жуков С. В. Сотрудничество России и стран ATP в сфере энергетики: текущее состояние и перспективы. URL: http://www.apec-center.ru/trends/39/168/604/print (дата обращения: 19.03.2012).
- 6. Итоги работы угольной промышленности России за 2010 год // Уголь. URL: http://www.ugolinfo.ru/itogi2010all.html (дата обращения: 22.06.2012).
- 7. *Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В.* Перспективы поставок природного газа из России в страны Азиатско-Тихоокеанского региона // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2008. № 1. С. 21—35.
- 8. *Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В.* Перспективы и условия сотрудничества России и стран Тихоокеанского кольца и Восточной Евразии в энергетической сфере // Пространственная экономика. 2012. № 2. С. 29—43.
 - 9. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Мамахатов Т. М. Россия на мировых рынках неф-



ти и нефтепродуктов // Бурение и нефть. 2011. № 5. URL: http://burneft.ru/archive/issues/2011-05/3 (дата обращения: 12.03.2012).

- 10. *Котомин А. Б.* Глобализация и энергетическая безопасность северных регионов России // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2007. Т. 2. № 18. С. 26-32.
- 11. *Матвеев И. Е.* Глобальная энергетика в условиях экономической турбулентности на рубеже второго десятилетия // Бурение и нефть. 2012. № 3. URL: http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/3 (дата обращения: 12.07.2012).
- 12. Мировая торговля и международные грузопотоки в 2010 г.: отчет / Консалтинговая компания «Влант». URL: http://www.vlant-consult.ru (дата обращения: 21.02.2012).
- 13. Φ ан T. Энергетическая безопасность Китая и китайско-российское энергетическое сотрудничество в XXI веке // Ars Administrandi. 2011. № 1. С. 113—122.
- 14. Энергетика. Китай завершил работу по открытию четырех главных энергетических коридоров. URL: http://russian.china.org.cn/exclusive/txt/2012-02/03/content 24545043.htm (дата обращения: 21.03.2012).
- 15. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации № 1715-р от 13.11.2009 г.
- 16. APEC Energy Overview 2011/ Asia-Pacific Economic Cooperation Forum. 2012. URL: http://publications.apec.org/publication-detail.php?pub_id=1291(дата обращения: 10.07.2012).
- 17. BP Statistical Review of World Energy June 2011 / BP p.l.c., 2011. URL: http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481 (дата обращения: 01.03.2012).
- 18. Country gas profiles / Energy Delta Institute Energy Business School. URL: http://www.energydelta.org/mainmenu/edi-intelligence-2/our-services/country-gas-profiles (дата обращения: 28.06.2012).
- 19. Institute of Energy Economics, Japan. URL: http://eneken.ieej.or.jp/en/ (дата обращения: 06.07.2012).
- 20. International Atomic Energy Agency. URL: http://www.iaea.org (дата обращения: 18.06.2012).
- 21. International Energy Outlook 2011 / U.S. Energy Information Administration. URL: http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484%282011%29.pdf (дата обращения: 03.07.2012).
- 22. Korea Energy Economics Institute URL: http://www.keei.re.kr/main.nsf/index_en.html (дата обращения: 09.06.2012).
- 23. Prospects for Transpacific energy trade. Supplement to the State Of The Region 2011-2012 / Pacific Economic Cooperation Council. URL: http://www.pecc.org/resources/doc_view/1747-prospects-for-transpacific-energy-trade (дата обращени: 05.03.2012).
- 24. Thailand Energy Statistics-2011 / Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy. 72 p. URL: http://www.dede.go.th/dede/images/stories/stat_dede/stat_30may_55_ying/Thailand%20Energy%20Statistics-2011_1%28preliminary%29-update16%20M%2012.pdf (дата обращения: 05.07.2012).
- 25. The IEA Model of short term energy security (MOSES) Primary Energy Sources and Secondary Fuels / Working paper, International Energy Agency, URL: http://www.iea.org/Papers/2011/moses_paper.pdf (дата обращения: 11.06.2012).
- 26. The World Development Indicators / The World Bank. URL: http://data.worldbank. org/indicator (дата обращения: 05.07.2012).
- 27. World Nuclear Association. URL: http://www.world-nuclear.org/ (дата обращения: 21.06.2012).



THE ENERGY MARKETS OF THE APEC COUNTRIES: OPPORTUNITIES FOR RUSSIA

Dyomina O.V., Novitskiy A.A.

Dyomina Olga Valeryevna — Research Assistant. Economic Research Institute FEB RAS, 153 Tikhookeanskaya Street, Khabarovsk, Russia, 680042. E-mail: demina.olga.valerevna@gmail.com.

Novitskiy Alexey Andreevich – Research Assistant. Economic Research Institute FEB RAS, 153 Tikhookeanskaya Street, Khabarovsk, Russia, 680042. E-mail: novitskiy@ecrin.ru.

The article evaluates the export possibilities of Russian energy resources to the markets of the APEC countries. The analysis is made with the help of the IEA Model of short-term energy security (MOSES) Primary Energy Sources and Secondary Fuels. This model addresses four dimensions of energy security. These include external and domestic factors, reflecting both risk exposure and resilience, the ability of energy systems to adapt to or withstand disruptions. In MOSES countries with similar characteristics are grouped in the energy profiles (from A to E) by each energy resource. Countries with profiles from B to E present potential markets for Russian energy resources, while countries with the profile A are our competitors. The most promising market of energy resources is China, but for Russia it is likely to become a monopsony market. The authors assume that Russia will retain its position with respect to the concluded long-term contracts for energy resources supply, but expectations about the formation of a large market niche are overestimated. The study concludes that Russia can strengthen its competitive positions due to the launch of complete products on the markets of the APEC countries, especially, due to the creation of new market niches on the basis of technological leadership.

Keywords: energy security, profile, export, import, primary energy resources, crude oil, natural gas, coal, nuclear power plant, hydro power, APEC, Russia.

REFERENCES

- 1. Verkhoturov D. *How to win at the energy market Asia-Pacific region*. Available at: http://www.apn.ru/publications/print11433.htm (accessed 16 March 2012). (In Russian).
- 2. The Eastern vector of Russia's energy strategy: state of the art and Rrospects, edited by N.I. Voropay, B.G. Saneev. Novosibirsk: Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS), 2011, 368 p. (In Russian).
 - 3. BP: World Energy outlook to 2030. BP p.l.c., 2011, 80 p. (In Russian).
- 4. Dyomina O.V. Energy Sector of Russia's Far East in 2050 Perspective: Technological Aspect. *Prostranstvennaya ekonomika Spatial economics*, 2012, no. 2, p. 67–88. (In Russian).
- 5. Zhukov S.V. Cooperation of Russia and the Asia-Pacific countries in the energy sector: current status and prospects. Available at: http://www.apec-center.ru/trends/39/168/604/print/ (accessed 19 March 2012). (In Russian).
- 6. Results of the Russian coal industry for 2010. *Ugol* [Coal]. Available at: http://www.ugolinfo.ru/itogi2010all.html (accessed 22 June 2012). (In Russian).
- 7. Kontorovich A.E., Korzhubaev A.G., Eder L.V. Prospects for natural gas deliveries from Russia to countries of the Asia-Pacific region. *Mineralnye resursy Rossii. Economika i upravlenie* [Mineral resources of Russia. Economics and Management], 2008, no. 1, pp. 21–35. (In Russian).
- 8. Korzhubaev A.G., Filimonova I.V., Eder L.V. Prospects and Conditions for Cooperation between Russia, The Pacific Rim and Eastern Eurasia in the Energy Sector. *Prostranst-vennaya ekonomika Spatial economics*, 2012, no. 2, pp. 29–43. (In Russian).

- 9. Korzhubaev A.G., Eder L.V., Mamakhatov T.M. Russia on World Crude Oil and Petroleum Product Markets. *Burenie i neft'* [The drilling and Oil], 2011, no. 5. Available at: http://burneft.ru/archive/issues/2011-05/3 (accessed 12 March 2012). (In Russian).
- 10. Kotomin A.B. Globalization and the energy security of Russia's northern regions. *Sever i rynok: formirovanie economicheskogo poryadka* [The North and the market: the formation of economic order], 2007, vol. 2, no. 18, pp. 26–32. (In Russian).
- 11. Matveev I.E. World Energy Sector in Economic Turbulence Period at the Turn of the Second Decade. *Burenie i neft'* [The drilling and Oil], 2012, no. 3. Available at: http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/3 (accessed 12 July 2012). (In Russian).
- 12. World trade and international cargo traffic in 2010: report. Consulting company «Vlant». Available at: http://www.vlant-consult.ru (accessed 21 February 2012). (In Russian).
- 13. Fan T. The energy security of China and the Sino-Russian energy cooperation in the XXI century. *Ars Administrandi*, 2011, no. 1, pp. 113–122. (In Russian).
- 14. Energy. China has completed work on the opening of the four major energy corridors. Available at: http://russian.china.org.cn/exclusive/txt/2012-02/03/content_24545043. htm (accessed 21 March 2012). (In Russian).
- 15. Energy Strategy of Russia up to 2030: approved by Resolution of the Government of the Russian Federation № 1715-r of 13.11.2009. (In Russian).
- 16. APEC Energy Overview 2011. Asia-Pacific Economic Cooperation Forum, 2012. Available at: http://publications.apec.org/publication-detail.php?pub_id=1291 (accessed 10 July 2012).
- 17. BPStatistical Review of World Energy June 2011, BPp.l.c, 2011. Available at: http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481 (accessed 01 March 2012).
- 18. Country gas profiles. Energy Delta Institute Energy Business School. Available at: http://www.energydelta.org/mainmenu/edi-intelligence-2/our-services/country-gas-profiles (accessed 28 June 2012).
- 19. Institute of Energy Economics, Japan. Available at: http://eneken.ieej.or.jp/en/ (accessed 6 July 2012).
- 20. International Atomic Energy Agency. Available at: http://www.iaea.org (accessed 18 June 2012).
- 21. International Energy Outlook 2011. U.S. Energy Information Administration. Available at: http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484%282011%29.pdf (accessed 03 July 2012).
- 22. Korea Energy Economics Institute. Available at: http://www.keei.re.kr/main.nsf/index en.html (accessed 19 June 2012).
- 23. Prospects for Transpacific energy trade. Supplement to the State of the Region 2011—2012. Pacific Economic Cooperation Council. Available at: http://www.pecc.org/resources/doc_view/1747-prospects-for-transpacific-energy-trade (accessed 5 March 2012).
- 24. Thailand Energy Statistics-2011. Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy. 72 p. Available at: http://www.dede.go.th/dede/images/stories/stat_dede/stat_30may_55_ying/Thailand%20Energy%20Statistics-2011 1%28preliminary%29-update16%20M%2012.pdf (accessed 5 July 2012).
- 25. The IEA Model of short term energy security (MOSES) Primary Energy Sources and Secondary Fuels. Working paper, International Energy Agency. Available at: http://www.iea.org/Papers/2011/moses_paper.pdf (accessed 11 June 2012).
- 26. *The World Development Indicators*. The World Bank. Available at: http://data.worldbank.org/indicator (accessed 18 July 2012).
- 27. World Nuclear Association. Available at: http://www.world-nuclear.org/ (accessed 21 June 2012).