

УДК 620.9(571.6):338.26

О. В. Дёмина

ЭНЕРГЕТИКА ДАЛЬНОГО ВОСТОКА РОССИИ В ПЕРСПЕКТИВЕ ДО 2050 г.: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

Проанализированы перспективные энергетические технологии: генерация энергии из ископаемого топлива, генерация энергии из возобновляемых источников и атомная энергетика в мире, в России и на Дальнем Востоке. Показано, что высокая обеспеченность собственными ТЭР и высокие цены на мировых энергетических рынках сдерживают развитие энергетических технологий в России: НИОКР в сфере генерации на основе традиционных и возобновляемых источников энергии направлены на усовершенствование конструкций, снижение удельной стоимости и стоимости эксплуатации существующих; мировое лидерство возможно только в атомных технологиях. Перспективы использования энергетических технологий на Дальнем Востоке будут определяться условиями добычи ископаемых видов топлива и генерации энергии на их основе.

Энергетические технологии, топливно-энергетический баланс, первичные энергетические ресурсы, возобновляемые источники энергии, атомная энергия, прогноз, мир, Россия, Дальний Восток.

Развитие энергетики базируется на применении трех типов энергетических технологий: генерация энергии из ископаемого топлива, генерация энергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ), атомная энергетика. Доминирование технологий определяется различными условиями: обеспеченностью ресурсами, техническими ограничениями, институцио-

© Дёмина О. В., 2012

Статья выполнена в рамках Программы фундаментальных исследований ДВО РАН «Тихоокеанская Россия – 2050».

нальными условиями, экономической целесообразностью, экологическими условиями и т. д., что, в свою очередь, определяет конкурентоспособность стран на рынках энергоресурсов.

Возникает вопрос, насколько чувствительны энергетические системы к изменению технологий в долгосрочной перспективе, ответ на который возможен на основе анализа структуры топливно-энергетического баланса (ТЭБ) мира, России и российского Дальнего Востока.

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

В предстоящей перспективе мировая энергетика будет развиваться на базе следующих основных тенденций, сложившихся или проявившихся к настоящему времени:

- увеличение объема потребляемой энергии;
- доминирование органических видов топлива;
- изменение структуры потребляемых энергоресурсов, проявляющееся в смене доминирующих энергоносителей и постепенном переходе к возобновляемым источникам энергии;
- сохранение циклического характера энергопотребления в пределах 40–50-летних волн;
- изменение субрегиональных пропорций энергопотребления за счет более высоких темпов роста душевого энергопотребления в развивающихся странах при стабилизации или даже сокращении уровня душевого потребления энергии в развитых странах;
- ускоренное развитие энергоэффективных технологий, переход к новой низкоуглеродной энергетике;
- рост объемов международной торговли энергоносителями, развитие инфраструктурной составляющей поставок энергоресурсов.

Эти тенденции положены в основу многочисленных исследований будущих траекторий развития мировой энергетике. В процессе прогнозирования параметров производства и потребления такого глобального ресурса, как продукция энергетике нельзя не учитывать целый комплекс факторов и воздействий, среди которых: стратегические действия правительств и их влияние на технологии, стоимость энергетических услуг и поведение потребителей. Объектами прогнозирования при этом являются такие ключевые показатели, как темпы экономического роста, численность населения, мировые цены на энергоресурсы, применяемые технологии и политика энергосбережения.

По степени разработанности, распространенности и готовности к коммерческому использованию в мировой практике принято условно делить технологии на 3 группы / поколения [21, с. 15].

1. Широко распространенные практически конкурентоспособные технологии. Перспектива расширения их использования в будущем обусловлена во многом остаточным, не использованным пока ресурсным потенциалом, который остается значительным во многих странах, а также преодолением различных барьеров, связанных с экологической и социальной приемлемостью соответствующих технологий и с дефектами энергетического рынка (монополизация).

2. Технологии, почти готовые к коммерческому использованию, но пока не получившие широкого распространения на рынке. Пока 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.

3. Технологии, разработка которых близится к завершению и существует 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.

Рассмотрим наиболее общие категории энергетических технологий: генерацию энергии из ископаемого топлива, генерацию энергии из возобновляемых источников и атомную энергетику. Для каждой категории описано текущее состояние и наиболее перспективные с точки зрения экспертов энергетические технологии.

ГЕНЕРАЦИЯ ЭНЕРГИИ ИЗ ИСКОПАЕМОГО ТОПЛИВА

В силу высокой степени инерционности энергетических систем, где основные фонды служат 30–40, а иногда и 60 лет, быстрое изменение технологической базы невозможно. Это определяет устойчивость структуры мирового топливно-энергетического баланса. Поэтому предполагается, что доминирующими источниками энергии в долгосрочной перспективе останутся органические топлива: нефть, газ и уголь [24, с. 272].

Перспективные технологии. Наиболее перспективными угольными технологиями являются чистые угольные технологии и технологии поглощения и хранения CO_2 . В ближайшие 10–20 лет будут строиться энергоблоки со сверхкритическими и суперсверхкритическими параметрами пара. Технология суперсверхкритического парового цикла (с давлением 30 МПа и температу-

рой 600 °С) повышает КПД с 34–36% до 44–46%. Такие установки обеспечивают меньший удельный расход угля и снижение выброса углекислого газа на 25% на единицу выработки электроэнергии. Тенденция развития мирового энергомашиностроения – достижение температуры 700 °С и КПД 55–57%. По заявлению российских машиностроителей, российская промышленность готова к выпуску энергоблоков с суперсверхкритическими параметрами пара [28, с. 44].

Традиционные способы сжигания пылевидного угля в факелах будут заменяться на сжигание топлива в псевдооживленном слое. Технология является хорошо известной и поэтому может внести свой вклад в кратко- и среднесрочной перспективе. Если другие, более новые технологии сжигания ископаемого топлива будут достаточно развиты, то она может быть вытеснена после 2020 г.

После 2020 г. основной технологией может стать интегрированный цикл комплексной газификации угля (*Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC*) – преобразование угля в газ. Углекислый газ и все выбросы удаляются на этапе газификации и / или после нее, а полученный газ тут же сжигается в традиционных паросиловых или парогазовых установках.

Для снижения выбросов углекислоты было предложено улавливать и связывать углекислый газ (*Carbon Capture and Storage, CCS*). Существуют две основные технологии: интенсификация поглощения CO₂ растениями (например, в бассейне с водорослями) или захоронение в горных породах (в том числе в нефтегазовых пластах).

По оценкам МЭА, внедрение CCS ведет к удорожанию конечной продукции угольных ТЭС на 21–91%. В настоящее время стоимость 1 т уловленного и захороненного CO₂ с применением технологии CCS оценивается на уровне 40–90 долл. США [19; 28, с. 44].

Развитие технологий генерации энергии на основе газа связано с развитием технологий парогазового цикла (*Natural gas combined-cycle, NGCC*). Эта технология является хорошо отлаженной. В 2007 г. средний КПД газовых станций по данной технологии составил 57% при средней стоимости 7,5 цента за 1 кВт·ч. Капитальные затраты составляли до 450–600 долл. США на 1 кВт, что в 2–2,5 раза ниже по сравнению с обычной угольной станцией (1000–1200 долл. США на 1 кВт).

Перспективы развития технологии парогазового цикла связаны, прежде всего, с изменением цен на природный газ, т. к. стоимость топлива составляет от 60 до 85% общих затрат на генерацию при данной технологии. Это значительно выше, чем у других технологий выработки энергии. Широкомасштабный переход на газовую генерацию по всему миру, мотивированный более низкими капитальными затратами и снижением объема выбросов, ве-

роятно, приведет к повышению цен на газ и может нивелировать экономические преимущества технологии NGCC [19, с. 135].

Прогнозируется снижение потребления нефти в качестве котельно-печного топлива, развитие энергетических технологий будет связано с технологиями и инфраструктурными изменениями на транспорте. В 2007 г. на транспорт приходилось 30% ПЭР в мире (2,8 млрд т у. т.), около 95% энергопотребления обеспечивалось за счет нефтепродуктов. По оценкам Гринпис, за счет технологических и системных решений глобальное потребление энергии на транспорте может стабилизироваться на нынешнем уровне [28, с. 26]. К перспективным технологиям в этой области относятся: производство синтетических моторных топлив из природного газа и угля, использование водорода в транспортных средствах на базе топливного элемента, разработка конкурентоспособных аккумуляторов для использования в электромобилях.

К перспективным технологиям для ископаемых видов топлива также относятся: добыча сложных полезных ископаемых, повышение нефтеотдачи пластов, технологии глубоководной добычи.

Мир. Мировой спрос на первичные энергоресурсы (ПЭР) к 2035 г. увеличится на 40–50% (до 25–28 млрд т у. т.) относительно 2007 г., более половины прироста которого будет составлять прирост спроса на ископаемые виды топлива (рис. 1).

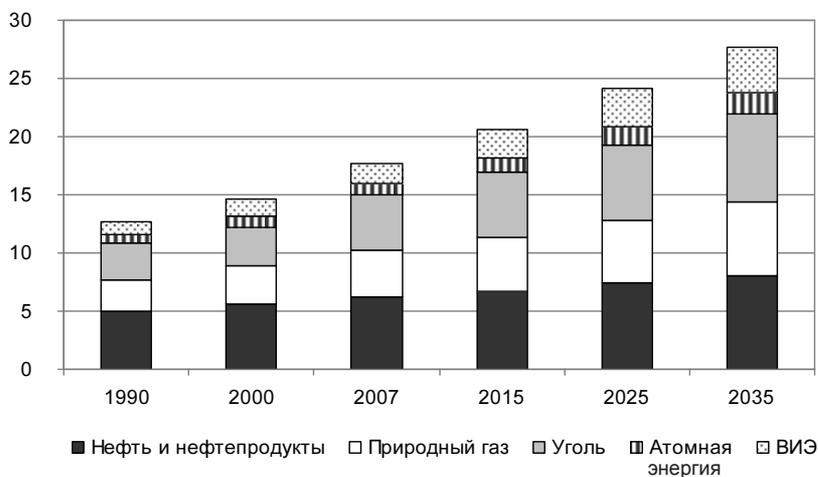


Рис. 1. Потребление энергоресурсов в мировой экономике, 1990–2035 гг., млрд т у. т.

В структуре потребления к 2035 г. доля ископаемых видов топлива составит около 75%, неископаемых – 25%. При этом произойдет постепенное

выравнивание долей как ископаемых видов топлива (нефти, газа и угля) на уровне 26–27%, так и неископаемых (атомная, гидроэнергия и ВИЭ) на уровне 7% [1, с. 61; 20, с. 19].

К 2050 г. потребление ПЭР прогнозируется на уровне 190% относительно уровня 2007 г. В структуре потребления ПЭР доля нефти составит 25%, угля – 34%, природного газа – 21%, неископаемых видов топлива – 20%. Рост энергопотребления прогнозируется во всех секторах конечного потребления, при этом ожидается практически двукратный рост в электроэнергетике, на транспорте, в промышленности и строительстве.

Совокупный спрос на нефть будет расти и достигнет 99 млн баррелей в день к 2035 г. и 134–135 млн баррелей в день к 2050 г., включая нефть из нетрадиционных источников и синтетическое топливо (около 29 млн баррелей в день).

Без учета ограничений, связанных с политикой сокращения выбросов парниковых газов, темп роста мирового потребления угля прогнозируется на уровне 156% к 2035 г. и 238% к 2050 г. относительно уровня 2007 г. Основной вклад в прирост спроса на уголь будет обусловлен в перспективе ростом потребления угля в развивающихся странах при сохранении объема потребления угля в развитых странах в течение всего периода до 2050 г.

Совокупный мировой спрос на природный газ прогнозируется к 2035 г. на уровне 4,5 трлн м³. Как и в случае угля, темпы прироста спроса неравномерны в пределах прогнозного периода, составляя 1,8% в год до 2020 г. и 0,9% в год в период 2020–2035 гг. К 2050 г. общее потребление природного газа составит 185% к уровню 2007 г. при среднегодовом темпе прироста спроса в секторах конечного потребления порядка 1,2% [1; 2; 7; 20; 28].

Россия. Отмеченные мировые тенденции будут характерны и для российского ТЭК, имеющего свои объективные особенности, основными из которых являются:

- высокая обеспеченность собственными запасами природных энергоресурсов;
- большая пространственная протяженность территории страны и неравномерный характер размещения населения и ресурсно-производственных баз;
- преобладание устаревших производственных технологий и высокая степень изношенности оборудования [23].

В России в период до 2050 г. можно ожидать увеличение внутреннего спроса на ПЭР в 1,9–2,2 раза, при росте ВВП в 8–12 раз в зависимости от сценария экономического развития. Более 70% прироста потребления ПЭР будет обеспечиваться за счет органического топлива. В результате потребле-

ние нефти и нефтепродуктов к 2050 г. (по сравнению с 2007 г.) увеличится в 1,9–2 раза, природного газа – в 1,3 раза, угля – в 1,9–2,2 раза.

Перспективная структура потребления топливно-энергетических ресурсов в России будет отличаться от мировой: более высокой долей природного газа (около 40%) и низкой долей ГЭС и АЭС, суммарная доля которых составит 8% (рис. 2).

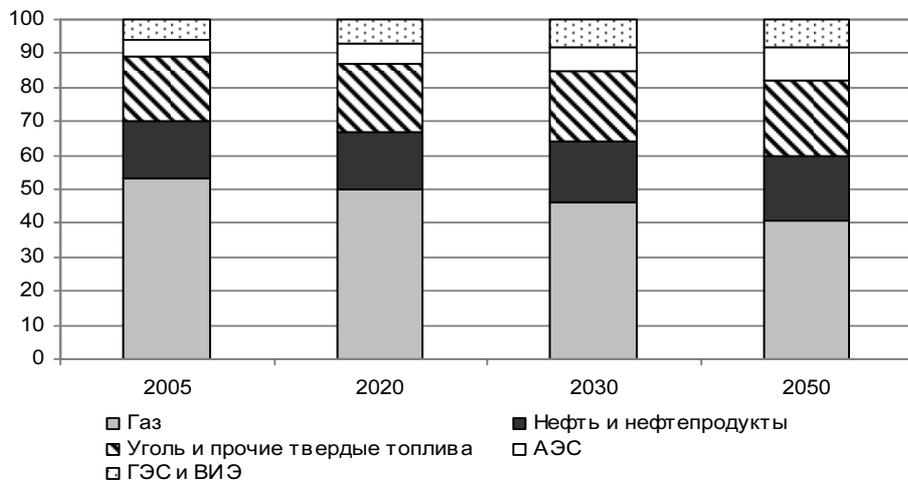


Рис. 2. Прогнозируемая структура потребления ТЭР в России, 2005–2050 гг., %

Источник: [3, с. 96].

Добыча ПЭР за период 2010–2050 гг. может увеличиться в 1,5–1,8 раза, при этом объемы добычи нефти не изменяются; рост объемов добычи газа составит 16–23%, угля – в 1,8–2 раза; производство электроэнергии на АЭС увеличится в 3,1–4,1 раза и на ГЭС – в 2–2,3 раза (табл. 1).

Дальний Восток. В перспективе до 2050 г. Дальний Восток превратится в один из опорных регионов России с точки зрения производства энергоресурсов. Доля региона увеличится с 2% в 2008 г. до 10% к 2050 г. в связи со снижением объемов добычи в традиционных районах и вводом в эксплуатацию новых месторождений на Дальнем Востоке. Доля Дальнего Востока в общем объеме добычи в России составит: по углю – 13%, по газу – 10, по нефти – 9%. Рост физических объемов добычи к 2050 г. по сравнению с уровнем 2010 г. составит: по углю и нефти – около 260%, по газу – 330% (см. табл. 1).

Таблица 1

Индикаторы добычи и производства ПЭР в России и на Дальнем Востоке

Показатель	2010, факт	2020	2030	2050
Добыча нефти в РФ, млн т	505	525	530–535	470–500
Дальний Восток, млн т/%	18,3/3,6	31/6	32–33/6–6,2	40–45/9
Добыча газа в РФ, млрд м ³	651	803–837	885–940	755–800
Дальний Восток, млрд м ³ /%	26,6/4,1	67/8	85–87/9,3–9,6	75–87/10–10,5
Добыча угля в РФ, млн т	322	365–410	425–470	590–655
Дальний Восток, млн т/%	31,8/9,9	46/11,2	44–57/10,4–12,1	80–85/13–13,5
Производство электроэнергии на АЭС, млрд кВт·ч	171	260–290	400–500	530–700
Дальний Восток, млрд кВт·ч/%	0,17/0,1	0,8–5/0,3–1,7	9–13/2,3–2,6	26–42/5–6
Производство электроэнергии на ГЭС, млрд кВт·ч	168	200–215	240–260	340–380
Дальний Восток, млрд кВт·ч/%	16,18/9,6	29–30/14–14,5	32–35/13,3–13,5	48–53/14–14,1

Источники: [2, с. 62–66; 3, с. 97; 15, с. 78–79; 21].

ГЕНЕРАЦИЯ ЭНЕРГИИ ИЗ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Основным ограничением широкомасштабного использования ВИЭ являются более высокие удельные капиталовложения по сравнению с традиционными источниками энергии. Это связано с высокой капиталоемкостью оборудования, дополнительными затратами на преобразование и аккумулярование энергии.

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 технологий, основанных на ВИЭ, возросло с 40 до 60, а объем поддержки составлял, по различным оценкам, 100–150 млрд долл. в год [27, с. 41].

Перспективные технологии. Использование потенциала *гидроэнергетики* в долгосрочной перспективе предполагает решение ряда технологических задач, в числе которых: 1) повышение КПД, 2) повышение степени безотказности оборудования, 3) возможность технологической интеграции с другими возобновляемыми источниками энергии, 4) разработка гибридных систем, в том числе водородных, 5) разработка инновационных технологий минимизации влияния на окружающую среду. Наиболее приоритетные направления НИОКР в сфере гидроэнергетики большой и малой мощности обобщены в таблице 2.

Приоритеты НИОКР для гидроэнергетики

Гидростанции большой мощности	Гидростанции малой мощности
<ul style="list-style-type: none"> • Низконапорные технологии, в том числе устройства, размещаемые в потоке. • Использование достижений в области оборудования, устройств и материалов. • Расширение применения полной автоматизации и дистанционного управления. 	<ul style="list-style-type: none"> • Турбины, наносящие меньший ущерб популяциям рыб. • Низконапорные технологии. • Технологии устройств, размещаемых в потоке. • Разработка модульных станций, нуждающихся только в эксплуатации и обслуживании. • Разработка гибридных систем. • Разработка комбинированных ветрогидросистем.

Источник: [12, с. 258].

Улучшение технико-экономических показателей в *ветровой энергетике* связано и с ростом средней установленной мощности ветроустановок с 1,2 МВт в 2005 г. до 2 МВт к 2013 г. Современные ветровые турбины ежегодно производят в 180 раз больше электроэнергии, чем 20 лет назад, благодаря чему стоимость одного киловатт-часа производимой энергии снизилась как минимум в 2 раза. При удачном расположении ветроэнергетические станции уже в настоящее время могут конкурировать по экономическим показателям с ТЭС на угле и газе.

Среди нетрадиционных, возобновляемых источников энергии фотоэлектрический метод преобразования *солнечной энергии* является в настоящее время наиболее подготовленным для широкого использования. Его применение сдерживается относительно высокой стоимостью солнечных батарей [13, с. 42].

В 2010 г. цены на солнечные панели снизились до 1200 долл. за 1 кВт. В случае успеха в создании 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.

Общий КПД доступных на рынке систем колеблется в диапазоне 6–15% в зависимости от типа фотоэлемента. Основным материалом, используемым для изготовления фотоэлементов, — кристаллический кремний. Другие материалы, например арсенид галлия, в силу крайне высокой стоимости используются только в солнечных батареях для космических приложений [19, с. 267]. К настоящему времени максимальный КПД солнечных батарей достигает 43% при теоретическом пределе 93%. После 2030 г. рынок солнечных батарей перейдет от кремния к новым материалам.

Преимущество технологий концентрации солнечного излучения (Concentrating Solar Power, CSP) — их уникальная способность к интеграции в традиционные тепловые электростанции, хотя без существенных техноло-

гических новаций их эффективность низка, и стоимость таких комбинированных систем слишком высока.

Краткосрочные приоритеты в области *биоэнергетики* касаются двух основных вопросов: обеспечение доступа к большим объемам сравнительно дешевого сырья и дальнейшее повышение КПД преобразования в основных процессах при одновременном снижении их стоимости.

Увеличение масштабов применения *геотермальной энергии* требует расширения геологических изысканий и обеспечения доступности геологической информации. Основную долю капитальных затрат в случае геотермальных электростанций составляют затраты на разведывание ресурсов и собственно строительство. Затраты на бурение могут составлять до половины стоимости проекта.

По оценкам, выполненным для условий России, петротермальная электростанция (ПЭС) с установленной мощностью 12 МВт и годовым числом часов ее использования 5000 может выработать 60 млн кВт·ч/год. Расход электроэнергии на собственные нужды электростанции и на прокачку воды в скважине составит 1,5 млн кВт·ч/год. Это позволит обеспечить отпуск потребителям 58,5 млн кВт·ч/год. Суммарные капиталовложения в проект сооружения ПЭС составят 1290 млн руб. и удельные капиталовложения — 107,5 тыс. руб./кВт, или примерно 4300 долл. США в ценах 2007 г. Эти показатели вполне сопоставимы с альтернативным вариантом небольшой тепловой электростанции, работающей на органическом топливе, с учетом затрат на топливную базу и экологические мероприятия. Эксплуатационные показатели таких ПЭС являются приемлемыми для их реализации в экономике России, в первую очередь в изолированных районах электро- и теплоснабжения [11].

Тепловые насосы принадлежат к категории технологий, представляющих экономический интерес для всего общества, но их дальнейшее распространение предполагает проведение ориентированных НИОКР для обеспечения их качественной работы.

Мир. Согласно данным таблицы 3, мировые инвестиции в ВИЭ в 2008 г. достигли 130 млрд долл., что превысило уровень инвестиций в угольную и газовую электроэнергетику (110 млрд долл.).

К 2035 г. в общем объеме мирового спроса на первичные энергоносители удвоится доля ВИЭ — с 7 до 14% при среднегодовых темпах прироста около 2,5–2,6%. Большую долю прироста генерации с использованием ВИЭ составляет гидроэнергетика — 54%, на долю ветра приходится 26%, доля солнечной энергии достигает всего около 2%. Масштабы применения биотоплива увеличатся более чем в 4 раза, удовлетворяя 8% спроса на топливо для транспорта (3% в 2009 г.). Суммарные инвестиции в ВИЭ в течение 2010–2035 гг. оцениваются примерно в 5,7 трлн долл. (в ценах 2009 г.) [2, с. 90; 7].

Основные показатели возобновляемой энергетики мира

Показатель	2007	2008	2009	2010
Ежегодные инвестиции в ВИЭ, млрд долл.	104	130	160	211
Мощности возобновляемой энергетики (без крупных ГЭС), ГВт	210*	200	250	312
Потенциал ВИЭ (включая крупные ГЭС), ГВт	1085	1150	1230	1320
Установленная мощность ВЭС, ГВт	94	121	159	198
Установленная мощность ФЭС, подключенных к сети, ГВт	7,6	16	23	40
Производство ФЭС, ГВт / год	3,7	6,9	11	24
Мощности по производству горячей воды солнечной энергией, ГВт (тепл.)	125	130	160	185
Производство этанола, млрд л	53	67	76	86
Производство биодизеля, млрд л	10	12	17	19

Источники: [26, с. 13; 27, с. 15].

Примечание. * Включая малые ГЭС.

В 2010 г. ГЭС выработали 3427,7 ТВт·ч (около 16% мирового производства электроэнергии). При этом мировой технически реализуемый гидроэнергетический потенциал составляет 16,4 тыс. ТВт·ч / год (освоено около 19%). К 2050 г. ожидается рост выработки электроэнергии на ГЭС до 5344 ТВт (рост в 1,7 раза к уровню 2007 г.) [2, с. 112; 4; 6, с. 25–26].

Так как технический потенциал строительства больших ГЭС в отдельных странах реализован более чем на 60%, все больше внимания уделяется перспективам развития малых ГЭС (МГЭС). Технический потенциал мировой гидроэнергетики малой мощности оценивается в 150–200 ТВт (освоено 5%). Большая часть потенциальных мощностей сосредоточена в странах Африки, Азии и Латинской Америки [4]. В 2010 г. лидирующая роль в развитии малой гидроэнергетики принадлежала Китаю, где установленная мощность МГЭС на 2006 г. составила около 45 000 МВт, а к 2015 г. прогнозируется ее увеличение до 56 000 МВт; в ряде стран (США, Канада, Швеция, Испания, Франция, Италия) установленная мощность превышает 1000 МВт. Достоинствами МГЭС являются низкая капиталоемкость, короткий инвестиционный цикл [13, с. 43].

Ветровая энергетика развивалась быстрее, чем любой другой сектор возобновляемой энергетики. С 2000 г. темпы роста ветроэнергетики составляют 125–130% в год, и к концу 2007 г. совокупная установленная мощность ветроэлектростанций достигла 97 ГВт (1997 г. – 7,5 ГВт) [6, с. 32]. Ветроэнергетика как сектор энергетики присутствует более чем в 50 странах мира. Наибольшая установленная мощность к настоящему времени зарегистрирована в Германии (18 428 МВт), Испании (10 027 МВт), США (9149 МВт), Индии

(4430 МВт) и Дании (3122 МВт) [18, с. 5]. В ряде стран и регионов ветровые станции по объему производства электроэнергии реально конкурируют с традиционной энергетикой. На ветровых станциях производится 20% всей выработанной электроэнергии в Дании, более 11% в Испании и Португалии, 7% в Ирландии и Германии, во всех странах Евросоюза на энергию ветра приходится около 4%, в США – около 2% производимой электроэнергии. Во многом это связано с улучшающимися показателями конкурентоспособности по издержкам.

К 2050 г. доля выработки электроэнергии за счет силы ветра достигнет 12%, это потребует ежегодного введения 47 ГВт мощности и инвестиций в размере 3,2 трлн долл. США. Технологии могут быть конкурентоспособны по цене уже сегодня, но сильно зависят от размера выплат за выбросы углерода. Затраты варьируются от 70 до 130 долл. США за 1 МВт·ч. Ожидается, что цена будет ниже к 2050 г. на 23% за счет развития технологий и эффекта от масштаба [2, с. 519].

Установленная мощность фотоэлектрических станций в 2010 г. составила около 40 ГВт, что в 4,2 раза больше, чем в 2007 г. Только в течение 2010 г. было введено 17 ГВт мощности в солнечной энергетике (см. *табл. 3*). К 2050 г. выработка электроэнергии на ФЭС достигнет 905 ТВт·ч (2% в структуре мирового производства электроэнергии). Инвестиции в производство 1 кВт·ч электроэнергии на ФЭС могут снизиться в 3–3,5 раза к 2050 г. по сравнению с 2010 г., при этом эксплуатационные расходы снизятся в 4 раза [2, с. 112, 134; 6, с. 25].

В 2007 г. на основе биомассы производился 1% электроэнергии в мире, к 2050 г. доля возрастет до 3%. Выработка электроэнергии на электростанциях, использующих биомассу, к 2050 г. составит 1249 ТВт·ч). При этом ожидается снижение удельных инвестиций в производство 1 кВт·ч к 2050 г. на 20% [2, с. 112, 134]. Глобальное использование собственно биотоплива увеличится более чем в 4 раза, до 4,4 млн баррелей в день к 2035 г. (2009 г. – 1 млн баррелей в день). Крупнейшими мировыми производителями и потребителями биотоплива будут оставаться США, Бразилия и ЕС [7, с. 280].

В 2009 г. установленная мощность геотермальных электростанций составила 10,7 ГВт. Ряд новых проектов суммарной мощностью более 6 ГВт находятся на стадии разработки и будут завершены в 2015 г. [3]. К 2050 г. выработка на геотермальных электростанциях достигнет 297 ТВт·ч (1% в структуре мирового производства электроэнергии). При этом ожидается снижение удельных инвестиций в производство 1 кВт·ч к 2050 г. на 10–35%. Затраты, прежде всего, определяются расходами на бурение и разведку (до 60% в структуре затрат) [2, с. 112, 134].

В последнее время широкое распространение получило использование

приповерхностных низкопотенциальных геотермальных установок на базе тепловых насосов. Доля тепловых насосов в геотермальной энергетике составляет 54,4% по тепловой мощности и 32% – по электрической. Совокупная установленная мощность в 2005 г. составила 15 384 МВт, а годовое производство тепловой энергии – 87 503 ТДж [13].

Россия. Россия обладает всеми видами возобновляемых источников энергии, большинство субъектов Российской Федерации имеют ресурсы двух-трех видов. Экономический потенциал ВИЭ оценен в 320 млн т у. т. в год, что равно трети внутреннего потребления первичной энергии в 2007 г. Однако эти возможности используются на 5–10%.

По существующим оценкам, технический потенциал возобновляемых источников энергии, преобладающую долю в котором имеет потенциал использования энергии солнца и энергии ветра, составляет не менее 24 млрд т у. т. в год, что более чем в 20 раз превышает объем потребления всех топливно-энергетических ресурсов России (табл. 4).

Таблица 4

Оценки потенциала ВИЭ в России

Ресурсы	Валовой потенциал, млн т у. т. / год	Технический потенциал, млн т у. т. / год	Экономический потенциал, млн т у. т. / год
Энергия ветра	886 256	2216	11
Малая гидроэнергетика	402	126	70
Солнечная энергия	2 205 400	9695	3
Энергия биомассы	468	129	69
Геотермальная энергия	22 900 000	11 869	114
Низкопотенциальное тепло	563	194	53
Всего ВИЭ	3 093 089	24 229	320

Источник: [17].

До настоящего времени использование солнечной энергии для производства тепла связано в основном с применением тепловых солнечных коллекторов. Концепцией технической политики России в электроэнергетике вплоть до 2030 г. даже не предусматривается сколько-нибудь существенных технологических прорывов в этой области. НИОКР ориентируются на совершенствование конструкций, снижение удельной стоимости и стоимости эксплуатации систем солнечного горячего водоснабжения и отопления на базе жидкостных солнечных коллекторов, разработку и освоение воздушных солнечных коллекторов и систем теплоснабжения на их основе, разработку и освоение систем горячего водоснабжения и отопления со стационарными

солнечными концентраторами, улучшение характеристик фотоэлектрических установок.

В России технология тепловых насосов экономически оправдана при внедрении в децентрализованных установках для отопления зданий. Экономия энергии (с учетом расходов на генерирование электроэнергии) в целом по национальной экономике может достигать 30–50%. Сроки окупаемости применения тепловых насосов в системах отопления и горячего водоснабжения бытовых потребителей составляют 5–8 лет. С ростом стоимости замещаемого топлива эффективность применения технологии для целей отопления возрастает. Кроме того, с ростом цены на топливо в области теплоснабжения с помощью тепловых насосов могут широко вовлекаться местные источники низкопотенциального тепла, что делает технологию практически повсеместной как в системах децентрализованного теплоснабжения, так и в централизованных системах. Рынок тепловых насосов в России может составить к 2030 г. от 30 млн Гкал/год в сценариях без ограничений на выбросы CO_2 до 450–600 млн Гкал/год при необходимости ограничения выбросов CO_2 [23].

В 2009 г. в России работало 146 энергоустановок на ВИЭ, с установленной мощностью 2249 МВт (1% от суммарной установленной мощности электростанций). С использованием ВИЭ в России в год вырабатывается около 8930 млн кВт·ч (0,9% совокупного производства электроэнергии). Основной вклад в производство электроэнергии на основе ВИЭ вносят МГЭС (37%), ГеоТЭС (5%) и БиоТЭС, в большей части работающие при деревообрабатывающих и целлюлозно-бумажных комбинатах (57%) [16].

В 2010 г. в структуре генерирующих мощностей электростанций России доля ГЭС составила 20,6%, при этом на них приходилось 16,2% выработки электроэнергии. Коэффициент практического использования технического гидропотенциала составляет 10% [4]. В перспективе до 2050 г. произойдет двукратное увеличение выработки электроэнергии на ГЭС, при этом доля ГЭС и прочих ВИЭ в структуре потребления первичных ПЭР составит 8% против 6% в 2005 г. [10, с. 94]. Более динамичное развитие прогнозируется для МГЭС: объем выработки электроэнергии увеличится в 2 раза уже к 2020 г.

В 2010 г. в России функционировало 39 ВЭС, доля которых в структуре установленной мощности составляла менее 0,01% и выработке электроэнергии — менее 0,001%. Уже к 2020 г. планируется практически увеличить установленную мощность ВЭС до 1237 МВт, при этом объем выработки электроэнергии увеличится до 3557 млн кВт·ч (более чем 100-кратный рост).

В России ежегодно образуется свыше 600 млн т отходов, в том числе около 100 млн т сельскохозяйственных и лесных отходов. Биоэнергетика — одно из самых перспективных направлений развития ВИЭ. По приблизительным

оценкам, для России потенциал энергии в биогазе при ферментации всех органических отходов составляет около 20 млн т н. э. в год (3% современного уровня потребления природных энергетических ресурсов). Если в перспективе обеспечить переработку органических отходов по технологии анаэробной ферментации в размере 25%, что вполне реально и возможно за 15–20-летний период, то это сможет обеспечить вытеснение около 5–6 млн т у. т. жидкого и газообразного топлива. Экономический эффект за счет прироста урожайности и экономии топлива составит около 5 млрд долл. в год при дополнительных капиталовложениях в размере 65–70 млн долл. [23].

В 2010 г. в России функционировало 5 ГеоТЭС с установленной мощностью 81,2 МВт (0,04% от суммарной установленной мощности), и выработка электроэнергии составила 475,7 млн кВт·ч (0,05% от суммарной выработки электроэнергии в стране). Уже к 2020 г. планируется практически увеличить установленную мощность до 258 МВт, при этом объем выработки электроэнергии увеличится до 1650 млн кВт·ч [16].

Дальний Восток. На Дальнем Востоке имеется существенный потенциал по возобновляемым источникам энергии (табл. 5).

Таблица 5

Оценки потенциала ВИЭ на Дальнем Востоке

Вид ВИЭ	Вид ресурсов		
	валовый ресурс, млн т у. т./год	технический ресурс, млн т у. т./год	экономический ресурс, млн т у. т./год
Всего, млн т у. т./год	1 149 304,27	4129,5	34,78
Солнечная энергия	813 200	3224,4	0,132
Малая гидроэнергетика	153,6	49,63	27,23
Энергия ветра	335 839	839,6	4,20
Энергия биомассы	103,20	12,60	2,18
Геотермальная энергия	...	0,233	...
Низкопотенциальное тепло	8,47	3,04	1,04

Источник: [8].

На Дальнем Востоке на конец 2009 г. функционировали 9 электростанций на базе ВИЭ общей мощностью 104 060 кВт, или 0,8% от общей установленной мощности в ДФО. Годовое производство электроэнергии в округе на базе ВИЭ – 496 021 тыс. кВт·ч, общий коэффициент использования установленной мощности – 0,54 [15].

В 2010 г. в структуре генерирующих мощностей электростанций Дальнего Востока доля ГЭС составляла 34,5%, при этом на них приходилось 36% суммарной выработки электроэнергии в регионе. Коэффициент практического

использования технического гидропотенциала составляет 7%. В перспективе до 2050 г. произойдет трехкратное увеличение выработки электроэнергии на ГЭС, при этом доля ГЭС в структуре потребления ПЭР сохранится на уровне 7–8%. В этот период планируется ввод более 10 тыс. МВт мощности, в том числе более 9 тыс. МВт приходится на Южно-Якутский ГЭК [10, с. 62, 96].

По состоянию на конец 2009 г. на Камчатке работают две малые гидростанции мощностью 1710 и 20 400 кВт. В перспективе до 2030 г. на Дальнем Востоке установленная мощность МГЭС составит 62–92 МВт (0,3–0,4% от суммарной установленной мощности).

В 2010 г. на Дальнем Востоке функционировала одна ветроэлектростанция мощностью 250 кВт в Республике Саха (Якутия), доля которой в структуре установленной мощности составила 0,03% и выработке электроэнергии – менее 0,001%. За период до 2030 г. установленная мощность ВЭС достигнет 65–103 МВт (0,3–0,5% от суммарной установленной мощности).

На сегодняшний день на Дальнем Востоке функционируют три геотермальные электростанции общей мощностью 74 000 кВт в Камчатском крае и две геотермальные установки по производству электрической и тепловой энергии с электрической мощностью 23 600 кВт в Сахалинской области. За период до 2030 г. установленная мощность ГеоТЭС достигнет 65–76 МВт (0,3% от суммарной установленной мощности) [10, с. 232].

Таким образом, на Дальнем Востоке суммарная мощность электростанций, работающих с использованием энергии геотермального тепла, ветра и воды (мини- и микро-ГЭС), в ближайшие 10 лет достигнет 300–350 МВт при условии их стопроцентного финансирования в размере 24–25 млрд руб. Экономия органического топлива при их внедрении составит приблизительно 1 млн т у. т. Внедрение вышеуказанных технологий возможно только в децентрализованном секторе энергоснабжения ДФО [15].

В ближайшей перспективе предполагается лишь создание отечественной технологии по производству электроэнергии на геотермальных установках с бинарным циклом на базе Паужетской ГеоТЭС, а также увеличение установленной мощности Мутновской ГеоЭС за счет использования тепла сбросного сепарата, что увеличит мощность до 2015 г. на 13 МВт.

В долгосрочной перспективе развитие энергетического комплекса Дальнего Востока практически игнорирует этот потенциал ВИЭ, развитие базируется на разработке традиционных источников. При этом доля ВИЭ от суммарного производства электроэнергии не изменится и останется на уровне 1%¹.

¹ Без учета крупных ГЭС.

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Наиболее неопределенная ситуация в перспективе складывается в области ядерной энергетики. Ряд стран после аварии на японской АЭС Фукусима-1 пересмотрели политику в этой области и приняли решение отсрочить строительство и ввод в эксплуатацию новых АЭС. В частности, Венесуэла отложила реализацию программы по развитию атомной энергетики на неопределенный срок, Швейцария приостановила планы по замене старых АЭС, пересматривает планы строительства АЭС Таиланд. Бельгия, Швеция, Испания, Италия отказались от строительства новых АЭС. Китай, который не в состоянии отказаться от атомной энергетики, учитывая экономические характеристики мировой энергетики, объявил о пересмотре своих планов [12; 20; 27].

Перспективные технологии. К 2050 г. ожидается постепенный переход на реакторы третьего, а затем и четвертого поколения. Первые реакторы третьего поколения уже строятся (американо-японские реакторы AP-1000 – в Китае, европейские PWR – в Финляндии). Реакторы четвертого поколения могут быть разработаны в 2010–2020-х гг., а с 2030 г. начнется их активное строительство.

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. До сих пор реакторы не стандартизованы полностью, поэтому повышаются издержки, снижается надежность, слабо проявляется эффект обучения (снижение издержек по мере роста мощностей) [27, с. 43].

Ключевыми инновационными технологиями, формирующими конкурентоспособность российской атомной отрасли на мировых рынках, являются технологии ядерной системы производства пара (ЯСПП), серийного сооружения АЭС и создания газовой центрифуги (ГЦ).

Базой российского инжиниринга ЯСПП служит технология водо-водяного энергетического реактора (ВВЭР). В перспективе усилия будут направлены на модернизацию и унификацию существующих проектов АЭС, оформление технологии ВВЭР как базовой и формирование единого «держателя» и разработчика инновационной технологии (сейчас она распределена между десятками НИИ и КБ).

Специфика локальных энергетических рынков и глобальная конкуренция требуют создания конкурентоспособных отечественных ядерных энергоблоков средней (до 650 МВт) и малой (до 100 МВт) мощности.

Ключевыми проектами в области технологии ядерной энергетики, в ко-

торые будут инвестированы значительные ресурсы, являются проекты создания реакторов нового поколения на быстрых нейтронах, строительства реакторов малой и средней мощности, разработки технологии производства топлива и обогащения урана, создания сверхпроводников и опытного экспериментального варианта установки по термоядерному синтезу [15].

Мир. Доля ядерной энергетики в производстве электроэнергии в мире остается с 1988 г. постоянной – на уровне 16%. На 1 июля 2010 г. совокупная установленная мощность 438 атомных энергетических реакторов составляла 372 038 МВт. В настоящее время строится 53 реактора в 13 странах, проектируется еще около 130. Доля атомной энергетики в производстве электроэнергии в странах с действующими реакторами варьирует от 2 до 75% [2, с. 135; 27; 28].

Несмотря на то, что авария на АЭС в Японии может стать долгосрочным сдерживающим фактором для реализации новых проектов строительства АЭС и продления эксплуатации действующих, доля ядерной энергии в мировом потреблении увеличится с 6% в 2008 г. до 8% в 2035 г. [13]. Это произойдет в связи с увеличением производства электроэнергии на АЭС в этот период с 2,6 до 4,5 трлн кВт·ч. При этом более 70% приростов установленной мощности АЭС обеспечат страны, не являющиеся членами ОЭСР, а максимальные приросты мощностей прогнозируются в Китае, Индии и России (рис. 3).

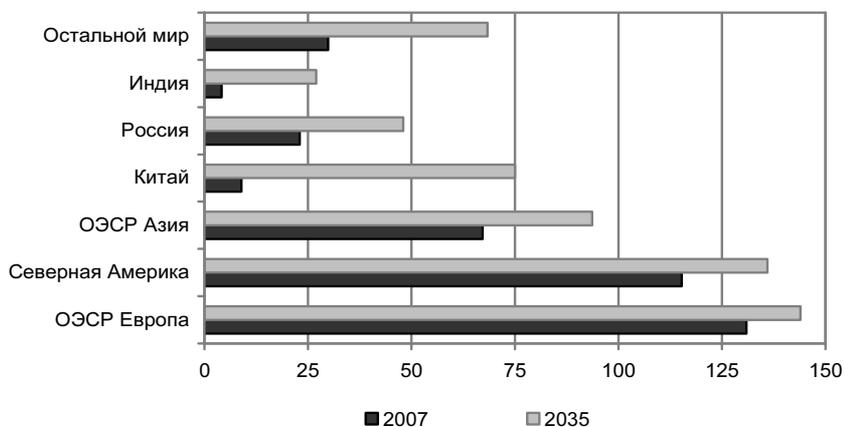


Рис. 3. Ввод мощностей на АЭС, ГВт

Оценки динамики развития атомной энергетики разнятся значительно – от утроения мощности до отказа от данной технологии к 2030 г. Наиболее вероятной к 2050 г. является доля АЭС в структуре выработки электроэнергии на уровне 10% [2, с. 112; 27; 28].

Россия. В России в 2010 г. в эксплуатации находилось 12 АЭС, установленная мощность которых составляла 24 304 МВт, на них приходилось 16,4% от суммарной выработки электроэнергии в стране. По прогнозам, к 2050 г. объем выработки электроэнергии на АЭС увеличится в 3–4 раза. Доля АЭС в структуре потребления ПЭР увеличится с 5% в 2005 г. до 10–11% в 2050 г. [10, с. 96].

Дальний Восток. На Дальнем Востоке в настоящее время в эксплуатации находится одна Билибинская АЭС, на которой вырабатывается 0,4% от суммарной электроэнергии в регионе. К 2050 г. объем выработки на АЭС в регионе увеличится до 26–42 млрд кВт.ч [10, с. 96]. Прирост мощности АЭС на Дальнем Востоке России будет обеспечен за счет строительства как минимум двух новых АЭС, модернизации Билибинской АЭС и ввода в эксплуатацию плавучих атомных электростанций в г. Вилючинске Камчатского края и на территории Республики Саха (Якутия) вблизи крупных месторождений золота, олова, вольфрама, ртути, свинца, цинка в районах поселков Тикси, Юрюнг-Хая, Усть-Куйга электрической мощностью в 12 МВт и п. Черский электрической мощностью в 75 МВт [26].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Несмотря на высокие темпы роста энергопотребления, доминирующими источниками энергии остаются традиционные (около 80% структуры потребления ПЭР в 2050 г.). При этом превышение спроса на нефть в долгосрочной перспективе над объемом ее добычи будет стимулировать использование других источников энергии. В результате наиболее перспективными будут чистые угольные технологии и технологии парогазового цикла. Высокая обеспеченность запасами традиционных энергоресурсов позволит России сохранить лидирующие позиции на рынках природного газа и угля. В долгосрочной перспективе после 2030 г. истощение запасов в традиционных регионах добычи нефти и газа в России приведет к увеличению объемов разработки месторождений Дальнего Востока.

Опережающий рост возобновляемой энергетики, увеличение количества стран, использующих ВИЭ, не приведут к изменению структуры мирового ТЭБ. Высокие темпы роста производства ВИЭ в мире обеспечиваются за счет снижения стоимости технологий и активной господдержки. В настоящее время капитальные затраты генерации 1 кВт.ч в год на базе ВИЭ все еще превышают затраты генерации на основе традиционных видов топлива: на ветроэлектростанциях составляют порядка 1,4–2,2 тыс. долл. США, на гидроэлектростанциях – 2–3 тыс. долл. США, на геотермальных электро-

станциях – 2,4–5,5 тыс. долл. США, на фотоэлектрических установках – 3,5–5,6 тыс. долл. США, на угольных электростанциях составляют 1–1,2 тыс. долл. США, на газовых электростанциях для технологии NGCC – 0,45–0,6 тыс. долл. США. Технологии могут быть конкурентоспособны по цене в зависимости от размера выплат за выбросы углерода. В центре России и на Дальнем Востоке в условиях высокой обеспеченности собственными топливно-энергетическими ресурсами использование ВИЭ может быть конкурентоспособным только в системах децентрализованного электро- и теплоснабжения. Перспективы развития энергетики Дальнего Востока будут определяться условиями добычи ископаемых видов топлива и генерации энергии на их основе.

Неоднозначные перспективы использования атомной энергетики обусловлены высокой удельной стоимостью генерации 1 кВт·ч, экологическими рисками. Развитие атомной энергетики связано с разработкой новых типов реакторов и замкнутого ядерного топливного цикла.

На фоне мировых тенденций развития энергетики, где приоритетным направлениям является развитие технологий на основе ВИЭ, Россия удерживает лидерство в атомной энергетике. Отечественные НИОКР в сфере энергетических технологий генерации на основе традиционных и возобновляемых источников энергии направлены на усовершенствование конструкций, снижение удельной стоимости и стоимости эксплуатации существующих, а не на создание новых технологических решений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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: 01.03.2012).
2. Energy Technology Perspectives. Scenarios and Strategies to 2050 / International Energy Agency. Paris, 2010. 710 p.
3. Renewable Energy Essentials: Geothermal/ International Energy Agency. 2010. 4 p. URL: http://www.iea.org/papers/2010/Geothermal_Essentials.pdf (дата обращения: 01.02.2012).
4. Renewable Energy Essentials: Hydropower / International Energy Agency. 2010. 4 p. URL: http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2306 (дата обращения: 10.02.2012).
5. Renewables global status report. 2010 / The Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 80 p. URL: http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR_2010_full_revised%20Sept2010.pdf (дата обращения: 08.02.2012).
6. Renewables global status report. 2011 / The Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 116 p. URL: http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR2011.pdf (дата обращения: 05.03.2012).

7. World Energy Outlook / International Energy Agency. Paris, 2010. 731 p.
8. Арутюнов А. Л. О перспективах использования основных и альтернативных видов топлива в сельскохозяйственном производстве России // Проблемы прогнозирования. 2010. № 3. С. 82–92.
9. Бушуев В. В., Троицкий А. А. Энергетика – 2050. М.: ИАЦ Энергия, 2007. 72 с.
10. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / под ред. Н. И. Воропая, Б. Г. Санеева; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. Новосибирск, Академическое изд-во «Гео», 2011. 368 с.
11. Гнатусь Н. А., Некрасов А. С., Воронина С. А. Социально-экономическая эффективность использования глубинного тепла Земли в России // Новости теплоснабжения. 2008. № 10.
12. Долгосрочные последствия событий в Японии для мировых энергетических рынков / Ин-т энергетических исследований РАН, Центр изучения мировых энергетических рынков. М., 2011. URL: http://www.mief-tek.com/user_files/files/file-121-102-416.pdf. (дата обращения: 12.03.2012).
13. Елистратов В. В. Мониторинг развития возобновляемой энергетики в мире и России // Академия энергетики. 2008. № 2. С. 32–44.
14. Инновационное развитие – основа модернизации экономики России: Национальный доклад. М.: ИМЭМО РАН, ГУ–ВШЭ, 2008. 168 с.
15. Комплексная программа развития электроэнергетики Дальневосточного федерального округа на период до 2025 года: проект / Министерство энергетики Российской Федерации. М., 2011. С. 208.
16. Опыт использования ВИЭ, включая в это понятие местные виды топлива и вторичные энергоресурсы / Тематическое сообщество «Энергоэффективность и Энергосбережение». URL: http://solex-un.ru/sites/solex-un/files/energo_review/konsolidirovannyy_obzor_effektivnost_ispolzovaniya_vie_mestnyh_vidov_topлива_i_vtorichnyh_energoresursov_v_regionah_rossii.pdf (дата обращения: 12.04.2012).
17. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. /ОАО РАО «ЕЭС России». 2008. 91 с. URL: http://www.rao-ees.ru/ru/invest_inov/concept_2030.pdf (дата обращения: 17.02.2012).
18. Перспективы мировой ветроэнергетики / Greenpeace, GWEC. 2006. 31 с. URL: <http://www.greenpeace.org/russia/Global/russia/report/2006/12/768786.pdf> (дата обращения: 17.02.2012).
19. Перспективы энергетических технологий. В поддержку Плана действий «Группы восьми». Сценарии и стратегии до 2050 года / МЭА, WWF России. М., 2007. 586 с.
20. Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года / Ин-т энергетических исследований Российской академии наук, 2012. 196 с. URL: http://www.erigas.ru/files/inei_rea_final1_0404dlja_sajta.pdf (дата обращения: 11.04.2012).
21. Развитие низкоуглеродной и энергоэффективной экономики. Возможности адаптации мирового опыта при реализации Федерального закона «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности». М.: WWF России, 2010. 52 с.
22. Санеев Б. Г., Лагерева А. В., Ханаева В. Н. Энергетические рынки России: роль и место восточных районов // Регион: экономика и социология. Спецвыпуск. 2010. С. 78–79.
23. Синяк Ю. В., Некрасов А. С., Воронина С. А., Семикашев В. В. Инновационный фактор в перспективном развитии ТЭК России // Научные труды: Ин-т народнохозяйственного прогнозирования РАН. 2011. № 1. С. 8–43.
24. Синтез научно-технических и экономических прогнозов: Тихоокеанская Рос-

сия – 2050 / под ред. П.А. Минакира, В.И. Сергиенко ; Рос. акад. наук, Дальневост. отд-ние, Ин-т экон. исследований. Владивосток: Дальнаука, 2011. 912 с.

25. *Стельмах Е.* Состояние и перспективы развития сферы возобновляемых источников энергии в России // Оборудование. 2008. № 4. 8 с. URL: http://www.gmo.ru/gu/nmоборудovanie/nmоборудovanie/2008-4/06_13_ОТА_04_2008.pdf (дата обращения: 02.04.2012).

26. Стратегия развития электроэнергетики Дальнего Востока до 2020 г. и на перспективу до 2025 г.: проект. М., 2009. 179 с.

27. Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века / А. М. Белогорьев, В. В. Бушуев, А. И. Громов, Н. К. Куричев, А. М. Мастепанов, А. А. Троицкий / под ред. В. В. Бушуева. М.: ИД «Энергия», 2011. 68 с.

28. *Чупров В. А., Шкрадюк И. Э.* Технологическая картина мировой энергетики до 2050 г. М., 2010. 78 с.

29. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р.