

УДК 621.311.24

## **ВОЗМОЖНЫЕ МАСШТАБЫ И ЭФФЕКТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ГАЗА В РОССИИ**

Николаев В.Г., Ганага С.В.

*АНО «Научно-информационный центр «АТМОГРАФ», г. Москва  
e-mail: atmograph@gmail.com*

**Аннотация.** В статье проведены оценки возможных и целесообразных масштабов использования ветроэлектрических станций (ВЭС) в нефтегазовой отрасли России для производства сжиженного природного газа. Полученные результаты основаны на трех составляющих. Во-первых, на требуемом повышении эффективности и росте энергообеспечения нефтегазовом комплексе в связи с реализацией программ его развития, во-вторых, на нормативах энерговооруженности добычи и сжижения природного газа, в-третьих, на установленных ресурсных и технико-экономических возможностях ВЭС для эффективного энергоснабжения во многих регионах России. Согласно полученным данным суммарная мощность и выработка ВЭС, использование которых в производстве сжиженного газа экономически целесообразно, может составить до 21 ГВт и до 70 млрд. кВтч.

**Ключевые слова:** сжиженный природный газ (СПГ), энерговооруженность, ветроэнергетические ресурсы, ветроэлектрические станции (ВЭС), себестоимость, экономическая эффективность

Россия обладает уникальными природными ресурсами для эффективного инновационного развития отечественной нефтегазовой индустрии. По известным данным [1] разведанные запасы нефти и газа России составляют соответственно до 13 % и 30 % от мировых. По данным Росстата добыча нефти и газа в России в 2010 г. составили соответственно около 495 млн тонн и 649 млрд м<sup>3</sup> при их экспорте до 250 млн т и 220 млрд м<sup>3</sup> соответственно. С учетом реалий и тенденций мирового рынка природного газа одним из стратегических путей инновационного развития отечественной нефтегазовой индустрии является, по мнению авторов, производство и реализация СПГ.

Помимо ископаемого топлива важнейшими составляющими природных ресурсов России являются также большие запасы возобновляемых энергоносителей (энергия малых рек, солнца и ветра), использование которых согласно выводам статьи позволяет повышать конкурентоспособность отечественной нефтегазовой индустрии.

### **Потребительский спрос на СПГ в мире**

Производство СПГ – одна из наиболее активно развивающихся в настоящее время отраслей энергетики: мировое потребление СПГ растет примерно на 10 % в год при росте потребления обычного газа – 2,4 % [2]. По прогнозам к 2020 г. доля СПГ составит до 35 % от мировой торговли газом, а к 2030 г. – до 60 % и более [1]. Объемы поставок по действовавшим в 2009 г. международным контрактам превы-

шали 130 млн т. Основными импортерами СПГ являлись Япония (60,9 млн т), Южная Корея (24,3 млн т), Испания (19,1 млн т), Франция (9,3 млн т), США (9,1 млн т), Индия (8,9 млн т) [3]. Ускоренными темпами растут поставки СПГ в Италию, Турцию, Китай, Тайвань и другие страны. К регионам с наибольшим прогнозным ростом спроса на СПГ относятся Южная Корея, Китай и США. Пара последних по прогнозам Международного энергетического агентства выйдет к 2020 г. в мировые лидеры по потреблению СПГ, обогнав при этом Японию. Импорт СПГ в страны Европейского Союза (ЕС) к 2030 г. увеличится в 6 раз и при росте общего объема потребления газа в ЕС на 80 % доля СПГ вырастет с нынешних 8,6 % до 27 % [3].

### Мировой рынок СПГ

На начало 2010 г. суммарный объем производства СПГ в мире составлял примерно 250 млн т, производимого на 37 заводах в 12 экспортирующих его странах. В мире действовало и строилось 74 терминала по приему СПГ общей мощностью до 277 млн т. Средняя рыночная стоимость СПГ на 2010 г. составляла около 270 долларов США (USD) за 1 м<sup>3</sup>, или 690 USD/т (при плотности СПГ  $\approx 390$  кг/м<sup>3</sup>) [3].

Высокий и быстро возрастающий уровень мировой торговли СПГ обусловлен резким ростом потребления энергоресурсов, а также низкой (относительно нефти) ценой, независимостью от трубопроводной транспортировки и экологичностью природного газа, что стало особенно важным после подписания Киотского соглашения. Ожидаемые суммарные инвестиции в эту технологию до 2030 г. составят до 300 млрд USD. Страны, лидирующие в мировом потреблении и производстве СПГ на 2009 г. приведены в табл. 1. Географическое расположение стран-экспортеров позволяет оптимизировать расстояния транспортировки СПГ и затрат на нее.

Таблица 1. Страны-лидеры потребления и производства СПГ в 2009 г. (в млн т) [3]

Страны-потребители		Страны-производители	
Япония	64,34	Катар	37
Южная Корея	25,69	Малайзия	22,1
Испания	20,22	Индонезия	19,48
Франция	9,81	Австралия	18,13
США	9,59	Алжир	15,66
Индия	9,44	Тринидад и Тобаго	14,76
ИТОГО	139,1	ИТОГО	127,1

Потребности стран азиатского региона удовлетворяют экспортеры из Малайзии, Индонезии и Австралии. Основной поставщик СПГ в Европу – Алжир, в США – островное государство Тринидад и Тобаго [2, 3]. Однако, спрос на СПГ в мире имеет устойчивую тенденцию к превышению над предложением.

В связи с бурным ростом мирового рынка СПГ в России с ее запасами природного газа и удобным географическим положением целесообразно, по мнению авторов, ускоренное создание собственной инфраструктуры конкурентного производства и транспортировки СПГ для активного продвижения на ранее недоступные газовые рынки Америки и Азии. Потенциальными импортерами российского СПГ являются США, Китай, Индия, Япония, Южная Корея, страны Западной Европы. Целесообразность выхода России на рынок СПГ обусловлена и разработками новых перспективных месторождений газа в неблагоприятных для строительства газопроводов районах (вечной мерзлоты, шельфы морей, острова).

В России предпринимаются первые, но многообещающие шаги в данном направлении. По стратегическому видению Газпрома в 2010 - 2020 гг. темпы производства СПГ в России должны составить  $\approx 14\%$  в год и выйти в перспективе на производство СПГ до 80 - 90 млн т в год, что может составлять до 25 % мирового рынка СПГ [4]. Реализуемые и перспективные проекты производства СПГ в России приведены в табл. 2. Планы по освоению производства СПГ имеют российские компании Газпром, Новатэк, Башнефть, Лукойл.

Таблица 2. Реализуемые и перспективные проекты производства СПГ в России.

Проект	Место реализации	Разведанные запасы, млрд м <sup>3</sup>	Производство, млн т/год	Стоимость проекта, млрд USD
Сахалин-2	пос. Пригородный	500	9,6	2
Ямал	Харасавэй	900	до 20	18 - 24
Архангельская обл.	о-в Мудьюг		3,5	1,45
Мурманск	пос. Териберка		7,5	3,5
Штокмановское мест.		3200	до 30 - 40	20 - 30
Калининградская обл.	Приморск		до 3,5	до 1,4
Приморский край	Владивосток		до 5	до 4,5
Балтийский СПГ	Санкт-Петербург		до 5	до 4,0

### СПГ – технологии промышленного производства

В общем виде морская доставка газа потребителям может быть представлена следующей схемой: на побережье строится завод по сжижению газа. Технологическая цепочка СПГ состоит из трех основных этапов: первого – добыча природного газа, его сжижение и закачка в хранилище; второго – перекачка СПГ в специальные танкеры-метановозы и его транспортировка и третьего – хранение СПГ в специальных криогенных терминалах, с последующей регазификацией: переводом СПГ в газообразное состояние на испарительных установках и его транспортировка по газопроводам до конечных потребителей с помощью компрессорной станции че-

рез газораспределительную сеть. Производительность установок сжижения газа возросла за последние 20 лет с 0,6 до 3 млн т СПГ в год, что за счет повышения мощности обеспечило снижение расхода энергии на сжижение.

Ранее в промышленных условиях СПГ получали способом охлаждения и конденсации природного газа при давлении 3,5 - 5,0 МПа. Сжатие природного газа производилось в компрессорах с последующим резким снижением давления в дроссельных устройствах либо пропуском сжатого газа через турбодетандеры, в которых газ охлаждается при его расширении на лопатках рабочего колеса. В настоящее время на крупных установках для получения СПГ используют каскадный способ (каскад пропан - этилен - метан) или холодильный цикл на смешанном холодильном агенте с предварительным пропановым охлаждением, позволивший на 20 - 30 % сократить энергетические затраты. Процесс сжижения идет ступенями, на каждой из которых газ сжимается в 5 - 12 раз, затем охлаждается и передается на следующую ступень. Собственно сжижение происходит при охлаждении после последней стадии сжатия. Процесс сжижения требует значительного расхода энергии – до 25 % от её количества, содержащегося в сжиженном газе [1].

### Стоимость производства СПГ

Перспективы роста рынка СПГ и участия в нем России связаны с устойчивым снижением стоимости его производства (вдвое за последние 30 - 40 лет) и транспортировки (за счет удешевления производства танкеров газовозов примерно на 40 %), остающейся, однако, выше стоимости обычного газа. Себестоимость СПГ помимо составляющих, характерных для природного газа: разведки и добычи, транспортировки и хранения, определяется также дорогостоящими энергоемкими процессами сжижения (до 40 % себестоимости СПГ, составляющей в среднем около 250 USD/т) и регазификации (табл. 3), высокими капитальными затратами на инфраструктуру, причалы для большегрузных танкеров, хранилища СПГ и пр. [1].

Таблица 3. Структура себестоимости производства 1 т СПГ в 2003 г. (в USD) [1]

Транспортировка 1000 м <sup>3</sup> в сжиженном состоянии (USD)	14,4 - 36
Процесс сжижения 1000 м <sup>3</sup> (USD)	28,8 - 43,2
Регазификация и хранение (USD)	10,8 - 18
Добыча природного газа (USD)	3,9 - 6,4
Капитальные затраты на инфраструктуру (USD)	140 - 190
Всего, себестоимость 1000 м <sup>3</sup> (0,73 тонн СПГ) (USD)	198 - 291

Перспективы снижения издержек на производство СПГ в децентрализованных зонах авторы связывают с замещением газа, используемого для выработки электроэнергии, потребляемой при его производстве (с расходом около 0,8 - 1,0 МВт·ч/т СПГ). В зонах централизованного электроснабжения снижение затрат на

производство СПГ может достигаться за счет использования более дешевой (по сравнению с тарифами) электроэнергии, вырабатываемой как и в первом случае на ВЭС.

Для оценки возможных эффектов использования ВЭС в производстве СПГ авторами развита математическая модель, основанная на следующих соображениях.

– Энергообеспечение производства СПГ может обеспечиваться либо от газодизельных или газотурбинных электростанций, сжигающих газ, либо от электросетей (при их наличии), либо от ВЭС. Замещение газа как энергоносителя при производстве СПГ позволяет увеличить объем его производства на 15-20% и более.

– При производстве СПГ с использованием ВЭС допустимы неравномерность и даже кратковременные перерывы в его производстве, обусловленные неравномерной выработкой электроэнергии на ВЭС из-за непостоянства или периодического отсутствия энергоисточника (ветра).

– При замене электростанций на газе (с капитальными затратами 1000 USD/кВт установленной мощности) на ВЭС (с капитальными затратами  $\approx$  2300 USD/кВт) приводит к эффективному увеличению инвестиций в проекты СПГ на 1300 USD/кВт.

– В качестве показателя эффективности при сравнении разных способов энергоснабжения производства СПГ выбрана удельная балансовая прибыль (до уплаты допускающего изменения налога на прибыль) от реализации СПГ по ценам мирового рынка, произведенного с расчетной себестоимостью.

– Экспортные цены СПГ зависят от мировых цен на нефть и в долгосрочной перспективе имеют тенденцию к росту, а себестоимость производства СПГ постоянно снижается. Возможные ценовые сценарии моделировались авторами на ПЭВМ параметрическим заданием определяющих параметров с учетом функциональных зависимостей себестоимости СПГ от затрат на электроснабжение при его производстве.

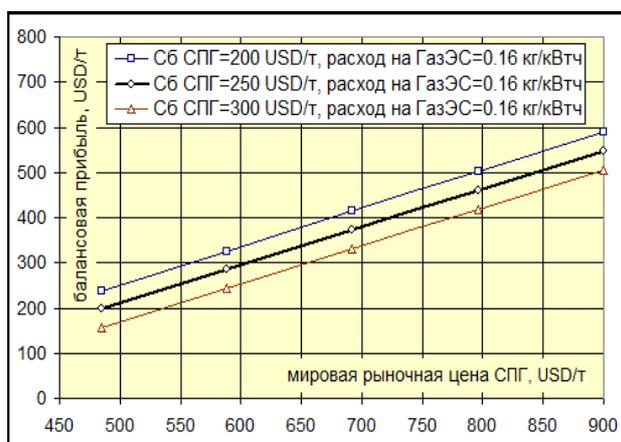


Рис. 1. Зависимость балансовой прибыли при производстве и реализации СПГ от его себестоимости (Сб) и мировых цен

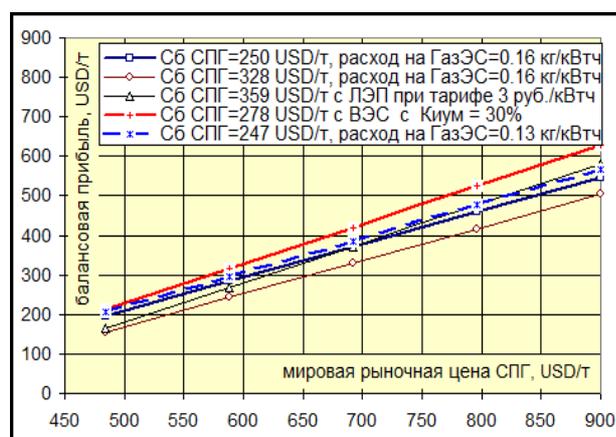


Рис. 2. Зависимость от мировых цен на СПГ балансовой прибыли при его производстве и реализации

Основные результаты моделирования проиллюстрированы на рис. 1 - 3 и сводятся к следующему.

– В зависимости от колебаний цен мирового рынка СПГ (от 600 до 800 USD/т за последние 3 года при средних на 2010 г. 690 USD/т) балансовая прибыль от производства и реализации СПГ изменялась от 250 до 400 USD/т при средней на конец 2010 г. около 330 USD/т, в связи с чем экономические показатели СПГ оценивались с запасом в диапазоне мировых цен от 500 до 900 USD/т (рис. 1).

– Балансовая прибыль от производства и реализации СПГ в 2010 г. по мировым ценам ( $\approx 680 - 700$  USD/т) составляла от 294 до 370 USD/т ( $\approx 330$  USD/т в среднем) и существенно зависит от себестоимости его производства, изменяющейся в настоящее время в пределах от 200 до 300 USD/т (при средней около 250 USD/т).

– Одним из возможных способов снижения себестоимости производства СПГ согласно проведенному анализу представляется повышение энергетической эффективности электростанций на газе в части снижения расхода газа при производстве электроэнергии. Согласно расчетам снижение на них расхода газа с сегодняшнего уровня  $\approx 0,16$  кг/кВт·ч до  $0,13$  кг/кВт·ч увеличивает прибыль на величину до 7% (рис. 2).

– Замещение газа при производстве СПГ при потреблении электроэнергии от централизованных сетей при существующих в России тарифах ( $\approx 3$  руб./кВт·ч) согласно проведенному анализу приводит к незначительному росту прибыльности проектов СПГ порядка 5%, который, по всей видимости, будет сведен к нулю с ростом тарифов уже в ближайшие 2 - 3 года. В связи с этим производство СПГ в России с использованием покупной электроэнергии авторам представляется экономически малоэффективной.

– Оценка рассмотренного в работе способа производства СПГ из природного газа, покупаемого у газодобывающих компаний по рыночным российским ценам (до 200 USD/т в 2012 г.), свидетельствует о его существенно (на 18 - 20%) меньшей прибыльности по сравнению с традиционным (на собственном сырье).

– Использование ВЭС для электроснабжения производства СПГ взамен электростанций на газе в районах с высоким ветроэнергетическим потенциалом позволило бы увеличить балансовую прибыль на 25% при  $K_{иум} \approx 30\%$  (до 415 против 332 USD/т) и обусловило бы ее дальнейший рост с увеличением  $K_{иум}$  (на 27% при  $K_{иум} \approx 37\%$ , или на 90 USD/т выше прибыли при традиционном производстве СПГ с использованием электростанций на газе в качестве энергоисточника) и снижением капитальных затрат на их строительство (рис. 2 и 3).

Удельная (на 1 кВт номинальной мощности) годовая выработка ВЭС определяется значением  $K_{иум}$ , обеспечивая производство СПГ из расчета 1000 кВт·ч/т.

Из расчета балансовой и чистой прибыли от реализации каждой тонны СПГ оценивались сроки окупаемости ВЭС с прогнозируемыми согласно [5] капитальными затратами 2100 USD/кВт в среднем по России и 2300 USD/кВт в труд-

нодоступных районах, приведенные в табл. 4 (для 12 %-ных коэффициентов дисконтирования).

При ожидаемых капитальных затратах на ВЭС дисконтированные сроки их окупаемости становятся сравнимыми с ресурсом современных ВЭС (20 лет) при значениях  $K_{иум} > 27,5\%$  (при  $Kз = 2100$  USD/кВт) и  $> 30\%$  (при 2300 USD/кВт). При меньших значениях  $K_{иум}$  использование ВЭС в производстве СПГ малорентабельно.

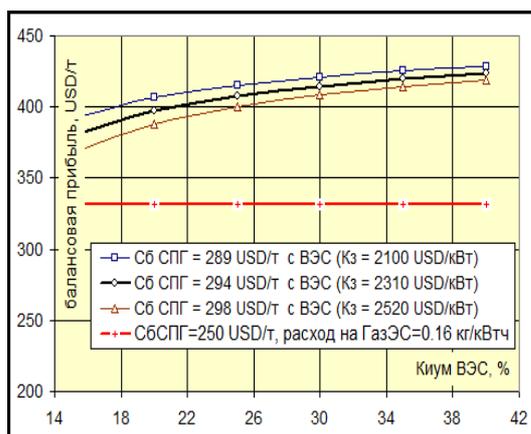


Рис. 3. Зависимость балансовой прибыли при производстве и продаже СПГ от  $K_{иум}$

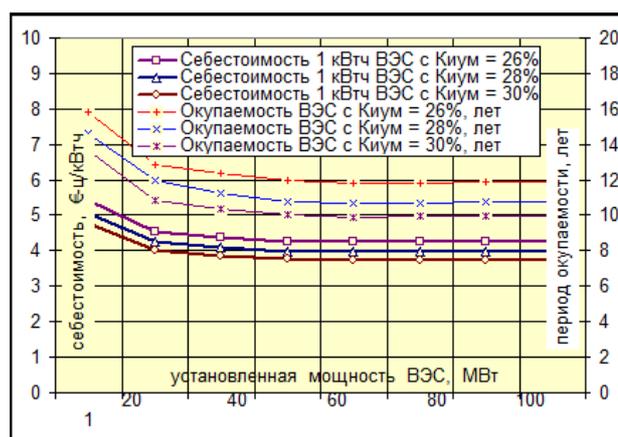


Рис. 4. Зависимость себестоимости электроэнергии ВЭС от их установленной мощности

Таблица 4. Зависимость дисконтированных сроков окупаемости ВЭС от значений  $K_{иум}$

	$K_{иум} =$	20	25	27,5	30	35	40
$Kз =$	2100	22,8	16,6	14,5	12,3	10,1	9,2
$Kз =$	2300	26,1	19,8	17	14,6	12,1	10,8

Производство и экспортная реализация СПГ, производимого на базе ВЭС, является несомненно перспективным в большинстве новых труднодоступных для прокладки газопроводов и линий электропередач газовых месторождений России, находящихся в хорошо обеспеченных ветровыми ресурсами районах (табл. 5). Значения  $K_{иум}$  для мест, приведенных в табл. 5, рассчитаны по методике, развитой и описанной авторами в работе [6]. Наиболее эффективным и экономичным решением проблемы энергоснабжения производства СПГ с помощью ВЭУ является строительство ВЭС суммарной номинальной мощности  $\approx 15 - 25$  МВт (10 - 15 ВЭУ единичной мощности 1,5 - 2,5 МВт не далее 5 - 10 км от заводов СПГ. Установка ВЭС меньшей мощности приводит к росту себестоимости электроэнергии ВЭС [5] (рис. 4). ВЭС в целях обеспеченности ветровыми ресурсами наиболее эффективно могут быть размещены вблизи морских береговых линий.

Для производства 80 млн т СПГ в России требуется около 7000 ВЭУ единичной номинальной мощности 3 МВт. Реализация столь значительного проекта возможна лишь при создании отечественной базы производства ВЭУ единичной мощности 2 - 3 МВт. Суммарный (за время ресурса ВЭС) экономический эффект

для России при использовании ВЭС в производстве СПГ согласно полученным оценкам может достигать 23 - 27 млрд USD при существенном снижении себестоимости производимого СПГ по сравнению с традиционным энергоснабжением его производства.

Таблица 5. Перспективные проекты с использованием ВЭС для производства СПГ.

Проект	Место реализации проекта	Производство СПГ, млн т/год	$K_{иу}$ , %	Дисконтир. окупаемость, лет	Итоговая чистая прибыль за 20 лет, млрд USD	Потребная мощность ВЭС, ГВт
Сахалин-2	пос. Пригородный	9,6	33,2	17,14	1,76	3,30
Ямал	Харасавэй	20	39,1	12,94	9,55	5,84
Архангельская обл.	о-в Мудьюг	3,5	32,3	16,61	0,75	1,24
Мурманск	пос. Териберка	7,5	37,2	13,96	3,02	2,30
Штокмановское		30	37,4	14,19	11,64	9,16
ИТОГО		<b>81,5</b>			<b>26,7</b>	<b>21,80</b>

Таким образом, реализация рассмотренного и предлагаемого в статье проекта производства СПГ с использованием ВЭС является несомненно перспективной с экономической точки зрения. Отметим также его социальную (создание новых рабочих мест) и политическую важность (усиление международного влияния России в качестве одной из ведущих мировых энергетических держав).

### Литература

1. Вовк В.С., Новиков А.И., Глаголев А.И. Мировая индустрия и рынки сжиженного природного газа: прогнозное моделирование. М.: Олимп-Бизнес, 2008. 412 с.
2. BP Statistical Review of World Energy 2010.
3. ОПЕС Annual Statistical Bulletin 2010/2011.
4. Прогноз погоды от «Газпрома» // Финмаркет. 08 октября 2009 года. URL: <http://www.finmarket.ru/z/nws/hotnews.asp?id=1302950> (дата обращения 25.10.2011).
5. Николаев В.Г. Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития и использования ветроэнергетики в России. М.: Атмограф, 2011. 502 с.
6. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов РФ и методические основы их определения. М.: Атмограф, 2008. 582 с.

## POSSIBLE SCALES AND EFFECT OF USING WIND POWER STATIONS FOR THE LIQUID GAS PRODUCTION IN RUSSIA

V.G. Nikolaev, S.V. Ganaga

*Research-Information Center "ATMOGRAPH", Moscow, Russia  
e-mail: atmograph@gmail.com*

**Abstract.** *The estimations of possible and expedient scales of using wind power plants (WPP) in Russia for the liquid gas production are given in the paper. The results are based on three points. The first is the required increase of energy efficiency and equipment of Russian oil-gas industry in connection with the realization of its program's development. The second is the standards of energy equipment of liquid natural gas production, and the third is the revealed wind resources and technical-economical potential for the energy supply in many regions of Russia. According to the calculated results the total capacity and annual electricity production of WPP, economically expedient for the use in liquid gas production in Russia, may reach 21 GW and 70 billion kWh.*

**Keywords:** *liquid natural gas (LNG), energy equipment, wind resources, wind power plants (WPP), cost of electricity, economical efficiency*

### References

1. Vovk V.S., Novikov A.I., Glagolev A.I. Mirovaya industriya i rynki szhizhennogo prirodnogo gaza: prognoznoe modelirovanie (World liquid natural gas industry and market: forecasting simulation). Moscow, Olimp - Bussiness, 412 p.
2. BP Statistical Review of World Energy 2010.
3. OPEC Annual Statistical Bulletin 2010/2011.
4. Prognoz pogody ot «Gazproma» (Weather forecast from Gazprom), *Finmarket*, 08 October 2009. URL: <http://www.finmarket.ru/z/nws/hotnews.asp?id=1302950> .
5. Nikolaev V.G. Resursnoe i tekhniko-ekonomicheskoe obosnovanie shiroko-masshtabnogo razvitiya i ispol'zovaniya vetroenergetiki v Rossii (Resources and technical-economical ground of wind engineering's wide scale development and use in Russia), Moscow, Atmograph, 2011. 502 p.
6. Nikolaev V.G., Ganaga S.V., Kudryashov Yu.I. Natsional'nyi kadastr vetroenergeticheskikh resursov RF i metodicheskie osnovy ikh opredeleniya (National cadastre of wind power resources of Russia and methodical ground of their definition). Moscow, Atmograph, 2008. 582 p.