

# РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

АВТОРЫ:

НИКОЛАЕВ В.Г.,  
Д.Т.Н.,  
НИЦ «АТМОГРАФ»

ГАНАГА С.В.,  
К.Т.Н.,  
НИЦ «АТМОГРАФ»

**Р**азвитие ветроэнергетики в России приведет к формированию новой высокотехнологичной индустрии с возможностями экспорта ВЭУ на

территории стран СНГ и Балтии. Число занятых в этой новой отрасли, включая высокотехнологичные рабочие места, к 2030 г. составит более 200 тысяч человек.

**Ключевые слова:** ветроэнергетика, ветроэлектрические станции (ВЭС), ветроэнергетический потенциал (ВЭП), коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), себестоимость электроэнергии (ЭлЭн), локализация производства ВЭС.



По данным Global Wind Energy Council, установленные мощности морских ветроэлектрических установок в 2012 году составили 283 ГВт

Бурное развитие и широкомасштабное использование в мире возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в том числе ветроэлектрических станций (ВЭС), свидетельствует о новой технологической революции в мировом топливно-энергетическом комплексе (ТЭК). Ее успех подкреплен пересмотром мировым сообществом идеологии энергообеспечения и принятием планов по снижению потребления органического топлива (на 50% к 2050 г. в целом по миру, и на 20% — в странах Европейского Союза к 2020 г.) [1, 2].

Суммарная установленная мощность ВЭС в мире превысила в 2013 г. 300 ГВт, в странах лидерах она достигла в Китае — 70, США — 50, Германии — 32 ГВт.

С сожалением констатируем, что в современной России ветроэнергетика как отрасль не получила должного развития. Установленная мощность функционирующих ВЭС в России на 2014 г. не превышает 12–13 МВт (столько устанавливается в мире за 3 часа, а в Китае — за 6 часов).

Принятые в 2013 г. правительственные постановления 861-р [3] и 449-р [4] содержат, по мнению авторов, недостаточные для России масштабы и темпы развития ВЭС к 2020 г. (3,6 ГВт) и неэффективный механизм их поддержки и не содержат указаний на стратегию и долгосрочные цели развития отечественной ветроэнергетики после 2020 года, которые свидетельствовали бы о серьезной государственной заинтересованности в создании новой отрасли. Имеющиеся в обществе сомнения относительно необходимости развития в России ветроэнергетики и масштабного использования ВЭС основаны на следующих сомнительных аргументах:

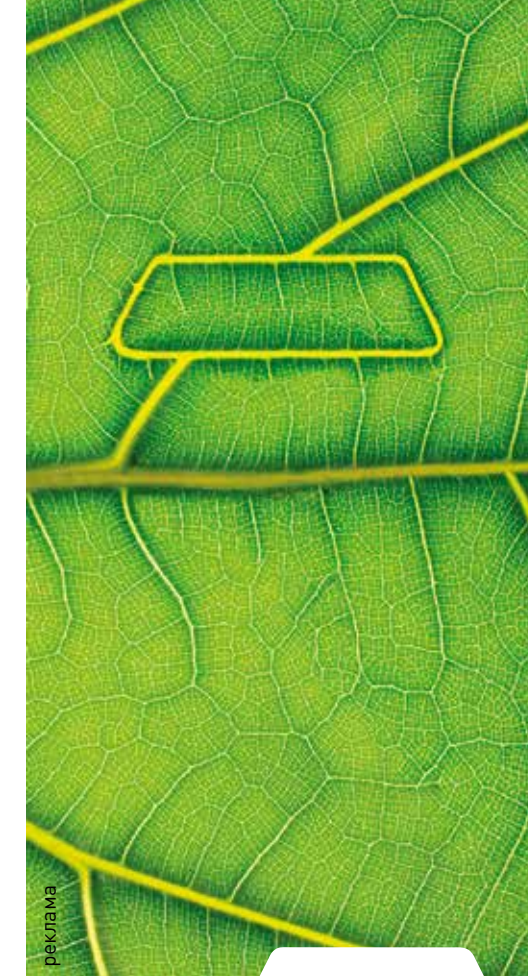
– ветроэнергетику развивают страны, не имеющие иных энергоресурсов,

и для России, богатой углеводородным топливом ее развитие неактуально; ВЭС в России в существующих рыночных условиях экономически неконкурентоспособны по сравнению с тепловыми электростанциями (ТЭЦ) и приводят к росту тарифов на электроэнергию (ЭлЭн); ветровые ресурсы России расположены в труднодоступных районах со сложными климатическими условиями и малым энергопотреблением; ВЭС отрицательно влияют на устойчивую работу, техническую надежность и экономику электрических сетей; ВЭС отрицательно влияют на окружающую среду.

Необходимым условием коренного поворота государственной политики в сторону целесообразности масштабного использования ВЭС является объективная оценка справедливости приведенных далее контраргументов 1–6. Полученные авторами результаты такой оценки приведены ниже.

1. Расхожий — аргумент о развитии ветроэнергетики лишь в странах, бедных энергоресурсами, опровергается опытом многих стран, обеспеченных собственными запасами энергоносителей: нефти (Великобритания, Германия, Дания, Канада, США, Китай, Египет), газа (Нидерланды, Канада, США, Австралия, Норвегия), угля (Германия, Польша, Канада, США, Индия, Китай, Турция, Австралия), урана (Франция, США, Индия).

Упомянутые страны также имеют развитые технологии их использования, однако широкомасштабно и эффективно реализуют планы



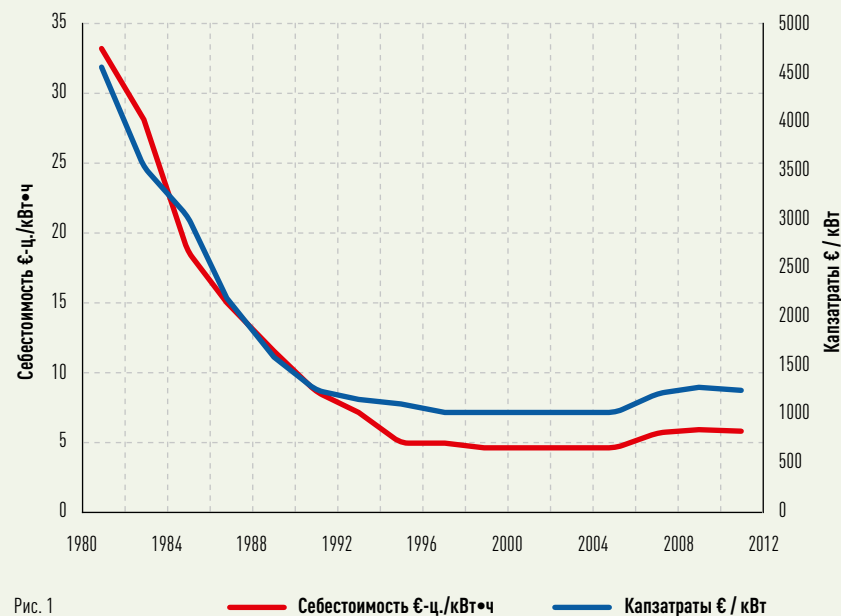
**Главное в энергетике – изоляция.  
Мы поможем Вам её защитить!**

- Определение места повреждения
- Испытание и диагностика кабельных сетей
- Испытание изоляционных материалов
- Плановое обслуживание

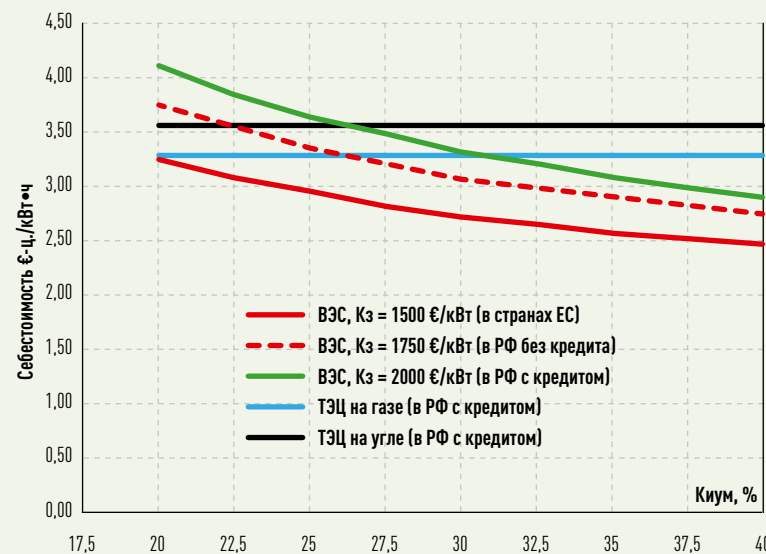


BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH  
Raiffeisenstraße 8 · A-6832 Sulz, Austria  
+43 5522 4941-0 · headoffice@baur.at

## ДИНАМИКА КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА ВЭУ И ПРОИЗВОДИМОЙ ИМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



## СРАВНЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЭН ВЭС И ТЭС ПРИ РАЗНЫХ КАПЗАТРАТАХ



использования ВЭС как одного из базовых источников электроэнергетики. Опыт десятка стран (Германия, Испания, Дания и др.) показывает, что доли ВЭС в суммарной выработке электроэнергии до 10% и более технологически допустимы и экономически эффективны и при государственной поддержке достижимы за сроки порядка 10–12 лет [1, 2].

Актуальность развития ветроэнергетики для России обусловлена не только недопущением отставания от современных технологических трендов, но и экономическими и социальными реалиями, связанными с удорожанием технологий добычи и, соответственно, стоимости углеводородного топлива и ростом тарифов на электроэнергию и тепло.

В связи с этим чрезвычайно важным представляется опровержение второго аргумента против развития российской ветроэнергетики: о высокой стоимости электроэнергии ВЭС в сравнении с ТЭС.

2. Доказательством экономической привлекательности ветроэнергетики является растущий спрос на ВЭУ в мире, обуславливающий расширение объемов и географии их производства, увеличение инвестиций в отрасль. В 2012 г. товарооборот в мировой ветроэнергетике превысил 80 млрд USD [1]. Список производителей ВЭУ быстро растет, в том числе за счет крупных энергетических и топливных корпораций, занимающихся ветроэнергетикой как в качестве инвесторов, так и в плане диверсификации основной деятельности. Наглядным примером является нефтеносный штат Техас, занимающий в США первое место по установленной мощности ВЭС за счет инвестиций нефтяной отрасли [2].

Наиболее объективным показателем экономической эффективности электростанций является себесто-

## ПРОГНОЗ СЕБЕСТОИМОСТИ ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ В ЕС ЭЛЭН НА 2015 И 2030 ГОДЫ

Год	Тип электростанции		
	ЭС на угле	ЭС на газе	ВЭС
2015	82 €/МВт•ч	101 €/МВт•ч	75 €/МВт•ч
2030	79 €/МВт•ч	113 €/МВт•ч	68 €/МВт•ч

Таблица 1

имость вырабатываемой ими ЭлЭн, зависящая от капитальных и эксплуатационных затрат и выработки ЭлЭн. В годы минимальных цен ВЭС (2003–2004 гг.) капитальные затраты на них опускались до 900 USD/кВт, а себестоимость их ЭлЭн — до 4 USD-ц/кВт•ч, конкурируя с таковой у ТЭС и АЭС (рис. 1).

Удельные стоимостные показатели ВЭУ существенно изменялись в последнее десятилетие [2]. По данным [5], средняя цена ВЭУ европейских производителей выросла в 2004–2006 гг. с 780 до 950 €/кВт и до 1150 €/кВт в 2008 г., что было обусловлено переходом к массовому выпуску ВЭУ повышенной производительности (за счет удлинения лопастей и высотности башен), а также существенным превышением в мире рыночного спроса на ВЭУ над предложением в связи со значительным ростом цен в мире на нефть и газ, на металл, кабельную и электротехническую продукцию и ряд комплектующих ВЭУ. Однако указанное повышение цен на ВЭУ явилось экономически оправданным для их потребителей и не только не снизило, но существенно повысило инвестиционную привлекательность ВЭС во всем мире.

В 2009–2010 гг. в ходе мирового экономического кризиса средние капитальные затраты при возведении крупных сухопутных ВЭС в странах ЕС выросли до 1350–1450 €/кВт [5]. Но и при этих ценах ВЭС, судя по

растущему на них рыночному спросу, считаются экономически выгодными источниками ЭлЭн. Так, суммарная мощность ВЭС, установленных в ЕС и США, в последние 3–5 лет сравнима и превышает мощность установленных ТЭС [1].

Годовые операционные затраты на зарубежных ВЭС в зависимости от мощности ВЭС и их труднодоступности составляют 12–35 €/кВт (1,2–2,2 €-ц./кВт•ч) при затратах на техническое обслуживание (регламентные и ремонтные работы) 6–10 €/кВт на 5–10-м году работы и возрастающих примерно вдвое к 16–20-му году работы [2, 6]. С ростом мощности ВЭС и по мере появления новых поколений ВЭУ повышенной надежности операционные затраты на ВЭС уменьшаются [1, 2, 6].

Согласно опыту стран ЕС, себестоимость ЭлЭн ВЭС из-за дополнительных затрат на их подключение и интеграцию в централизованные сети возрастает на 3–4 €/МВт•ч, на балансировку и резервирование генерирующих мощностей — на 1–2 и 2–4 €/МВт•ч при вкладах ВЭС в суммарную мощность энергосистем соответственно менее и более 10%) и на модернизацию энергосетей – 0,1–4,7 €/МВт•ч при существенном наращивании мощностей ВЭС [2, 6]. Максимальные суммарные затраты на интеграцию ВЭС в централизованную энергосистему с их долей до 10% и выше со-

ставляют, таким образом, не более 10–13 €/МВт•ч.

Для зарубежных ВЭС на базе наиболее эффективных и надежных в настоящее время ВЭУ номинальной мощности от 1,5 МВт и выше затраты на интеграцию вместе с операционными составляют 22–25 €/кВт/год.

Прогноз себестоимости ЭлЭн, данный Международной Энергетической Ассоциацией в странах ЕС на 2015 и 2030 гг. дан в табл. 1 [2], согласно которому уже в 2015 г. себестоимость ЭлЭн ВЭС в среднем окажется примерно на 10 и 40% ниже, чем у ТЭС на угле и газе соответственно.

Необходимым условием достижения показателей прогноза является рост коэффициента использования номинальной мощности ВЭС  $K_{\text{ИУМ}}$  до 28% к 2015 г. и до 32% к 2030 г. при средних удельных капитальных затратах 1400 €/кВт [2, 6].

То есть, в терминах себестоимости ЭлЭн зарубежный опыт однозначно свидетельствует о более высокой экономичности ВЭС в сравнении с ТЭС.

В России для обоснования такого вывода требуются дополнительные доказательства, затрудняемые сложностью экономического характера, связанной с неопределенностью долгосрочного прогноза затрат на ВЭС и ТЭС в условиях высокой инфляции и роста цен на ЭлЭн и топливо.

## СТРУКТУРА И СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЭН В РФ В 2008 Г.

Тип электростанций	ТЭС	АЭС	ГЭС	
Установленная мощность, млн кВт	155,2	24,6	47,1	
Выработка ЭлЭн, млрд кВт•ч	690	165	184	
Выработка ЭлЭн, %	66,4	17,7	15,7	
Среднее значение $K_{иум}$ ЭС, %	50,8	76,6	44,6	
ТЭС на:	газе	угле	мазуте	дизтопливе
Расход условного топлива в 2008 г., млн т у.т.	224,1	75,2	6,1	2,1
Расход потребляемого топлива в 2008 г., млн т [182]	111,3	86,1	4,3	1,35
<b>Прогнозируемые показатели топливных электростанций в 2014–2015 г.</b>				
Прогнозируемая цена топлива в РФ на 2014 г., €/т	160–170	90–100	215–235	600–660
Стоимость топлива ЭС РФ в 2014 г., млрд €	18,24 + 3%	8,18 + 5%	0,96 + 5%	0,85 + 5%
Удельный расход топлива на новых ЭС, кг/кВт•ч	0,20	0,38	0,26	0,20
Топливная составляющая в 2014 г., €/МВт•ч	32–34	34–38	55–61	162–175
Экоштраф из расчета 10 Евро/т CO <sub>2</sub> , €/МВт•ч	5,5	7,5	7,5	8,0
Эксплуатационные затраты на ЭС, €/МВт•ч	14–18	16–20	15–20	15–20
Капитальные затраты на ЭС, €/МВт•ч	1200–1350	1350–1500	1200–1400	1200–1400
Доля кап. затрат на ЭС в себестоимости ЭлЭн при ресурсе 20 лет и $K_{иум} = 55\%$ , €/МВт•ч	12,5–14,0	14,0–15,6	12,5–14,5	12,5–14,5
Прогнозная себестоимость ЭлЭн ЭС, €/МВт•ч	64–71	67–81	88–101	197–216

Таблица 2

Основу электроэнергетики России составляют ТЭС на газе и угле и АЭС, в сумме дающие в настоящее время и в перспективе свыше 80% вырабатываемой ЭлЭн (табл. 2) [1]. Согласно данным Газпрома и Минэнерго РФ и анализа роста цен на энергоносители в России в последние годы [1, 2], прогнозная себестоимость ЭлЭн ТЭС в России с большой вероятностью уже в 2015 г. достигнет 64–71 €/МВт•ч для электростанций на газе; 67–81 €/МВт•ч — на угле; 88–101 €/МВт•ч — на мазуте и 197–216 €/МВт•ч для ДЭС [2].

Данные прогноза структуры капитальных затрат на ВЭС в российских усло-

виях приведены в табл. 3 [2], согласно которым удельные капзатраты на ВЭС в России могут превышать зарубежные на 30–35% (1500 €/кВт в странах ЕС; 1750 и 2000 €/кВт в России при их финансировании без кредитов и с кредитом соответственно).

Эксплуатационные затраты на ВЭС в России определены ПП РФ 449-р из расчета 1 руб./кВт•ч, что соответствует верхнему значению эксплуатационных затрат на ВЭС в странах ЕС (2,2 €-ц./кВт•ч) и эксплуатационным затратам на отечественных ТЭС на газовом топливе.

Данные табл. 3 сравнительного анализа прогнозируемой себесто-

имости ЭлЭн ТЭС и ВЭС с учетом и установленных в [4] эксплуатационных затрат на ВЭС приведены на рис. 2. По себестоимости ЭлЭн ВЭС начинают обыгрывать ТЭС на газе при  $K_{иум}$  ВЭС более 26 и 30% и ТЭС на угле при  $K_{иум}$  ВЭС более 22 и 26% соответственно для безкредитного и кредитного их финансирования.

Для того чтобы не приводить к повышению тарифов на ЭлЭн в стране, необходимым условием широкомасштабного использования ВЭС в России является, очевидно, снижение себестоимости ЭлЭн ВЭС ниже таковой у вновь строящихся ТЭС на газе, для чего  $K_{иум}$  российских ВЭС должен быть выше 30%.

## ПРОГНОЗ СТРУКТУРЫ СРЕДНИХ УДЕЛЬНЫХ КЗ НА ВЭС В РФ НА 2012 Г., €/КВТ [2]

Статьи капитальных затрат при строительстве ВЭС	Диапазон, %	Реальный для РФ средний %	Прогноз цен на 2012 г., €/кВт
Стоимость поставленных ВЭУ, включая доставку до границы РФ, монтаж и 2-летнюю гарантию	100	100	1100–1150
Проектирование ВЭС	5–6	5,5	60,6 + 2,12
Официальные и непредвиденные затраты при импорте ВЭУ	0,3–0,5	0,4	4,5 + 0,09
Уплата НДС на границе РФ (18% от стоимости ВЭУ)	1,1–1,6	1	11,3 + 0,25
Доставка ВЭУ автотранспортом по территории РФ	3–5	4,0	45 + 0,65
Сооружение дорог и подъездных путей к ВЭС	3–10	7	78,8 + 1,75
Сооружение фундаментов ВЭУ	3–8	7	78,8 + 1,75
Сооружение ЛЭП и электрических подстанций	11–20	15,5	146,3 + 4,75
Монтаж ВЭС	4–6	5	54 + 1,13
Аренда спецтехники	2–3	2,5	27 + 0,50
Капитальное строительство	0,5–2	1	11,3 + 0,25
Доступ ВЭС к ЦЭС (целесообразный верхний уровень)	100	10	100,0 + 10,0
Погашение банковского кредита по ставке 15% годовых	35–40		
Погашение кредита по целесообразной ставке 7% годовых		12,5	140,6 + 3,12
Непредвиденные расходы	4–6	5	56,3 + 1,25
Итого: Суммарные инвестиции на ВЭС с кредитом	197–244	170,3	2030 + 44,5
Итого: Суммарные удельные затраты на ВЭС без кредита	181–222	156,8	1820 + 45,0
Итого: Суммарные удельные затраты на ВЭС в странах ЕС	130–140		1450–1550

Таблица 3

3. О наличии и расположении регионов России с ветровыми ресурсами, обеспечивающими указанную экономическую эффективность (при  $K_{иум} > 30\%$ ) свидетельствуют результаты новейших отечественных исследований [2, 7].

К регионам России, в которых сетевые ВЭС обладают меньшей себестоимостью ЭлЭн, чем таковая у ТЭС на газе (рис. 3, 4), помимо известных северных и дальневосточных, относится большая часть европейской территории РФ, Урала, Западной Сибири. Согласно [2], оцененная суммарная

мощность таких ВЭС превышает 1100 млрд кВт•ч/год (больше потребления ЭлЭн в России в 2013 г.).

Согласно [2, 7], технический ветроэнергетический потенциал (ВЭП) России составляет не менее 11 000 млрд кВт•ч/год, более чем в 11 раз превышая потребление ЭлЭн в стране.

При этом технический ВЭП Центрального, Северо-Западного, Приволжского и Южного федеральных округов, где проживает 73% населения России, составляет не менее 3500 млрд кВт•ч/год (рис. 3).

Приведенные результаты убедительно опровергают аргумент о якобы неудачном распределении ветровых ресурсов по территории страны, противоречащий широкомасштабному использованию ВЭС в России.

4. Несостоятельность тезиса об отрицательном влиянии ВЭС на устойчивость и техническую надежность электрических сетей убедительно доказана опытом ведущих в ветроэнергетике стран: Дании, Германии, Индии, Испании, Китая, Португалии, США, Украины

## РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПО ТЕРРИТОРИИ РФ КОЭФФИЦИЕНТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭС $K_{ИУМ}$ НА БАЗЕ ВЭУ VESTAS V 90 МОЩНОСТИ 3 МВт С ДИАМЕТРОМ ВЕТРОКОЛЕСА 90 М И ВЫСОТОЙ БАШНИ 100 М

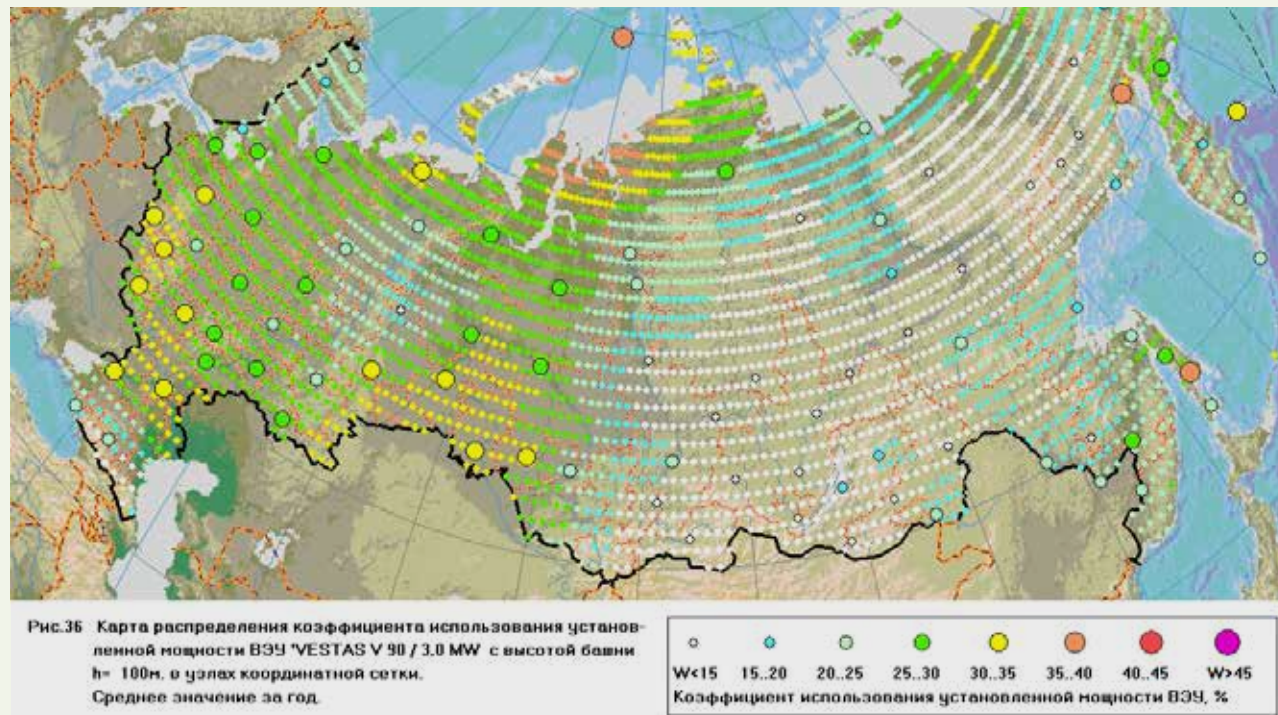


Рис. 3

и десятков других стран. Живучесть этого тезиса в России связана, по мнению авторов, с незнанием поддерживающими этот тезис богатого опыта работы ВЭС с энергосетями за рубежом и некоторого опыта в России (Воркутинская, Куликовская ВЭС и др).

Обеспечение устойчивости энергосистем, работающих с крупными ВЭС, обеспечивается за рубежом некоторой модернизацией сетевого хозяйства и балансировкой и резервированием генерирующих мощностей, требующей решения ряда технических и организационных вопросов и небольших финансовых затрат, не превышающих по зарубежному опыту 7–9 €/МВт•ч. Решение технических вопросов

вполне посылно отечественным энергетикам.

Однако решение организационных вопросов в условиях правовой разобщенности генерирующих мощностей России затруднено столкновением экономических интересов их собственников. ВЭС как более экономичные генераторы являются конкурентами ТЭЦ, и, прежде всего, для работающих в полупиковых режимах. В связи с этим часто приводимый противниками ВЭС аргумент о необходимости чуть ли не эквивалентного резервирования ВЭС другими энергоисточниками на случай ветроэнергетических затиший представляется элементом конкурентной борьбы.

Согласно исследованиям [8], ограниченное по мощности (до 50% от мощности ТЭЦ) использование ВЭС с высокими (>...30..%) значениями параметра  $K_{ИУМ}$  совместно с ТЭЦ, работающими в полупиковом режиме, может представлять экономический интерес для владельцев последних за счет экономии топлива и, соответственно, за счет снижения себестоимости ЭлЭн при совместной работе ТЭЦ и ВЭС.

5. Тезис об отрицательном влиянии ВЭС на биосферу также относится к арсеналу аргументов противников ВЭС и является элементом конкурентной борьбы с ними. Действительно, ВЭУ первых поколений в 1970–80-х годах «грестили» повышенными уровнями

## ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЙОНЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫХ ВЭС [4]

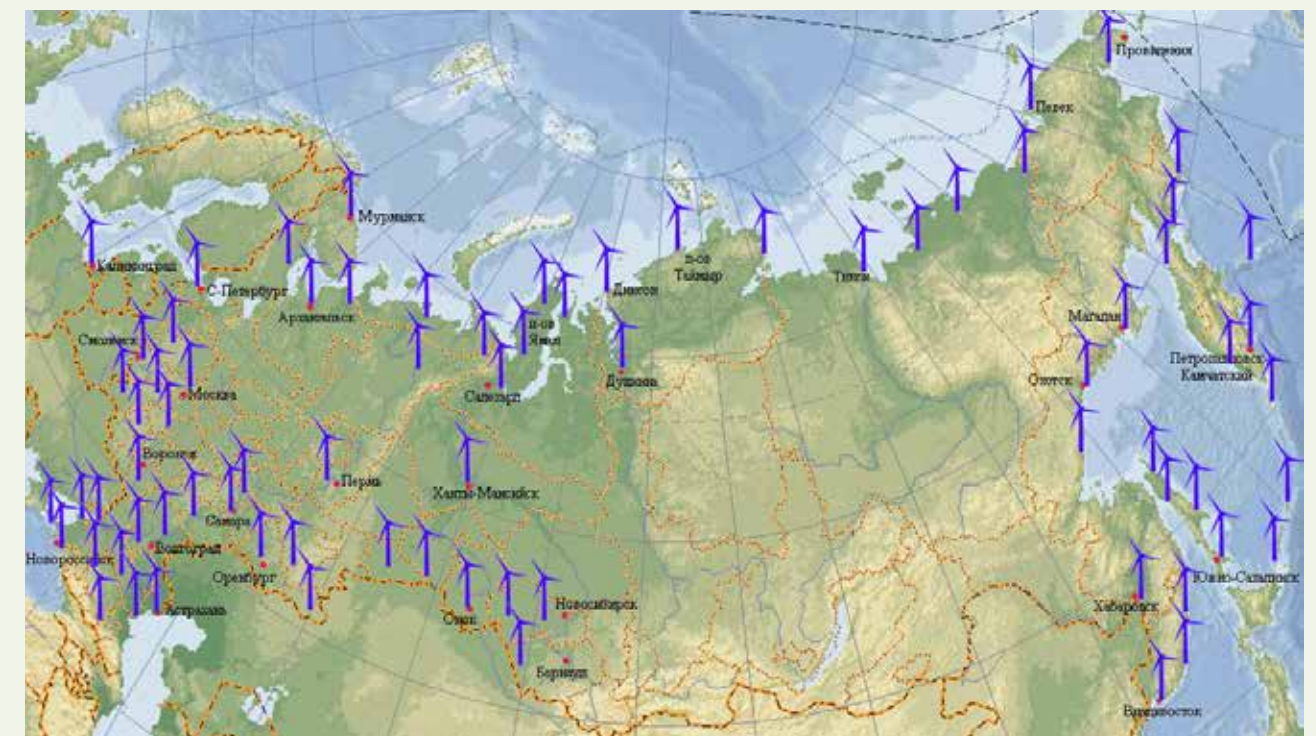


Рис. 4

шума, вибраций и низкочастотных колебаний. Но, к рубежу нового тысячелетия за счет технологических и аэродинамических усовершенствований экологические опасности, исходящие от ВЭС, были устранены [6]. Экологическая безопасность ВЭС убедительно доказана мировым, и особенно европейским опытом, в щепетильности которого в отношении проблем экологии сомневаться не приходится. Основательное опровержение тезиса об отрицательном экологическом воздействии ВЭС, по мнению авторов, может быть достигнуто созывом в России двух-трех международных специализированных (экологической направленности) конференций высокого уровня с привлечением ведущих мировых экологов.

6. Представляется необходимым дать оценку и тезису о завершении создания и принятии в России правового и экономического базиса, необходимого для развития отечественной ветроэнергетики.

С сожалением приходится констатировать, что принятые правительственные постановления [3, 4] определяют меры скорее не по обеспечению, а по ограничению развития российской ветроэнергетики. Для такого суждения есть следующие основания:

- ПП РФ 861-р и РП РФ 449-р по причине недопущения роста тарифов на ЭлЭн из-за ввода ВЭС (более чем на 2,5% к 2020 г.) ограничивают погодичное и итоговое введение

мощностей ВЭС в России до 2020 г. согласно табл. 4. При этом при невыполнении годовых планов по установке ВЭС (табл. 4) остаток «сгорает», то есть не может быть установлен на следующий год, а итоговая мощность ВЭС в 2020 г. соответственно уменьшается; согласно РП 449-р недопущение роста тарифов на ЭлЭн из-за ввода ВЭС обеспечивается ограничением восполняемых из госбюджета эксплуатационных (1 руб./кВт•ч) и удельных капитальных затрат (табл. 4) на вводимых ВЭС, а также конкурсным отбором

## ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ И ЗНАЧЕНИЙ $K_{ИУМ}$ ВЭС

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
Допустимая установленная мощность ВЭС, МВт	100	250	250	500	750	750	1000	3600
Допустимая выработка ЭлЭн ВЭС, ГВт•ч	219	547,5	547,5	1095	1642,5	1642,5	2190	7884
$K_{ИУМ}$ ВЭС по ПП РФ 861-р, %	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Допустимые капитальные затраты на ВЭС, руб./кВт	65 762	65 696	65 630	65 565	65 499	65 434	65 368	
% производства ВЭС в РФ	35,0	55,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	

Таблица 4

финансируемых проектов ВЭС по критерию минимальных капитальных затрат; РП РФ 449-р, в основу которого заложен принцип оплаты в основном (на 75–80 %) установленной мощности ВЭС и в существенно меньшей степени (менее 25–30%) оплаты ЭлЭн ВЭС по ценам оптового рынка, для обеспечения эффективности использования ВЭС устанавливает плановые значения их  $K_{ИУМ}$ , равные 27% и не предусматривающие их роста по годам (табл. 4). Более того, РП 449-р допускает без штрафных экономических санкций снижение  $K_{ИУМ}$  до 0,75 от плановых 27% (до 21,5%). Задание целевых показателей на постоянном уровне 25% до 2020 г. с возможностью снижения до 21,5% противоречит как уровню передовых европейских и мировых технологий, предписывающих к 2015 г. минимальные  $K_{ИУМ}$

ВЭС, устанавливаемых в странах ЕС, не менее 28%, так и приведенному выше уровню ( $K_{ИУМ} > 30\%$ ), обеспечивающему снижение себестоимости ЭлЭн ВЭС ниже таковой у российских ТЭЦ на газе.

Отметим, что конкурсный отбор финансируемых проектов ВЭС по принятому критерию «минимальные капзатраты» и невысокие по мировым меркам плановые значения  $K_{ИУМ}$  ВЭС (21,5–27 %) в совокупности не позволяют реализовать все достигнутые преимущества ВЭС. При установленном явно заниженном, как было показано выше, максимуме удельных капитальных затрат 65 762 руб./кВт (1350 €/кВт) выиграть конкурс на государственную поддержку по схеме РП 449-р возможно лишь в расчете на дешевые, то есть простейшие и энергетически неэффективные ВЭУ (с малой выработкой и, соответственно, с высокой себестоимостью ЭлЭн), либо на ВЭУ second hand (бывшие в употреблении).

Последний вариант закрывает перспективы развития отече-

ственного производства ВЭС, а первый губителен для широкомаштабного использования ВЭС, так как подтверждает ложный тезис об экономической неэффективности ВЭУ. Негативное влияние двух последних пунктов ПП 449-р иллюстрируются на рис. 5 графиками зависимости капзатрат, выработки и себестоимости ЭлЭн гипотетической ВЭС в районе Саратова на базе ВЭУ FL 80, 90 и 100 производства немецкой компании Fuhlander с равной высотой башен (100 м) и разными диаметрами ветроколес DBK (80, 90 и 100 м) и, соответственно, с разными стоимостями ВЭУ, растущими почти линейно с ростом  $D_{ВК}$  [2]. При увеличении  $D_{ВК}$  с 80 до 100 м капитальные затраты на ВЭС растут примерно на 20%, но при этом их  $K_{ИУМ}$  возрастает с 23 до 31%, а их выработка — на 58%, приводя к снижению себестоимости ЭлЭн ВЭС на 25%.

Механизм, установленный в РП 449-р, задавая неоправданно малый уровень  $K_{ИУМ}$  и не стимулируя его рост, тем самым препятствует увеличению производства дешевой ЭлЭн на ВЭС.

ПП 449-р было призвано обеспечить создание высокотехнологичных производств ВЭУ в России, однако заданные в нем чрезмерные требования по доле и срокам локализации, превышающие темпы локализации производства даже Китая, при отсутствии конкуренции с передовыми мировыми технологиями чреваты снижением и отставанием технического уровня ВЭС отечественного производства.

ПП 449-р подразумевает возврат инвестиций в ВЭС в течение 15 лет, после которых доход ВЭС обеспечивается только выручкой за их ЭлЭн по весьма низким (в сравнении с эксплуатационными затратами на ВЭС) ценам оптового рынка (рис. 6). Этим заложено еще одно препятствие для эффективного использования ВЭС в России: отсутствие прибыли после 15 лет использования подтолкнет владельцев ВЭС к экономии на эксплуатации с риском существенного уменьшения ее ресурса, способствующего росту себестоимости ЭлЭн.

Серьезным упущением ПП 449-р является отсутствие в нем сейсмического и климатического районирования при определении капитальных затрат на ВЭС. По нашему мнению, в ПП 449-р должны быть введены коэффициенты сейсмического влияния ( $K_{СЕЙСМО} = 1 \div 1.13$ ) и климатических зон ( $K_{КЛИМАТ} = 1 \div 1.3$ ), установленные для ТЭЦ в ПП РФ 238 [5].

Не способствует развитию ветроэнергетики в России и чрезмерная сложность применения ПП 449-р на практике, обусловленная неопределенностью долгосрочного прогноза ряда параметров, определяющих механизм поддержки (инфляции, коэффициентов дисконтирования, доходности государственных облигаций, стоимости ЭлЭн и топлива на оптовом рынке).

Наиболее подходящей (прозрачной, экономически эффективной,

легко реализуемой и учитываемой в бухгалтерской и налоговой практике) системой экономической поддержки ВЭС является система, построенная на доплате к ценам оптового рынка за их ЭлЭн в объеме, соответствующем региональной стоимости размещения ВЭС замещенного ими топлива (газа, угля, дизельного топлива) за весь период работы. Такой подход (с учетом возможностей экспортной реализации замещенного топлива по более высоким ценам по сравнению с ценами на российском рынке) бесспорно окажется выгодным и поставщикам топлива, и потребителю [4].

Во всех ведущих странах создание ветроэнергетики начиналось с разработок национальных концепций и стратегий, определяющих долгосрочные цели и саму ее целесообразность для на основе тщательного анализа энергетических, экономических, производственных, экологических, социальных и прочих факторов и определения возможных эффектов. Причем этот процесс сопровождался всесторонним изучением передового мирового опыта и широкими общественными дискуссиями, приводившими, в конечном итоге, к профессиональному и социальному консенсусу. Очевидно, что именно такой способ внедрения ветроэнергетики является целесообразным и для России [1, 2, 7, 9–11].

Отметим наиболее важные, на наш взгляд, аргументы и концепции развития отечественной ветроэнергетики. Из проведенного в [1, 2, 9, 10, 11] анализа энергетически и экономически целесообразных для страны масштабов использования ВЭС с учетом ресурсной обеспеченности, технологических, производственных и экономических условий следует, что суммарные установленные мощности сетевых ВЭС могут составлять до 6–7 ГВт в 2020 и до 30 ГВт 2030 г.

с годовой выработкой до 16–17 и 80–85 млрд кВт•ч с долей до 5–7% от прогнозируемого потребления ЭлЭн в России к 2030 г.

При этом объемы использования ВЭС в России могут составить до 30 ГВт в топливно-энергетическом комплексе, до 17 ГВт на транспорте, до 2 ГВт в сельском хозяйстве [1, 2, 10]. Суммарные установленные мощности ВЭУ в автономных энергосистемах могут составить к 2020 и 2030 г. 1 и 5 ГВт соответственно с годовой выработкой ЭлЭн до 2 и 10 млрд кВт•ч и замещением условного топлива до 2,5–3 млн т/год к 2030 г.

Годовое замещение топлива в топливно-энергетическом комплексе России может достигать в 2030 г. 25–30 млн т, а сокращение эмиссии  $CO_2$  — до 50 млн т/год. При этом суммарная площадь земледелия под 30–35 ГВт-ный проект ВЭС не превысит 1,0 % от всей территории России [12].

Развитие ветроэнергетики в России приведет к формированию новой высокотехнологичной индустрии с возможностями экспорта ВЭУ на территорию стран СНГ и Балтии. Число занятых в этой новой отрасли, включая высокотехнологичные рабочие места, к 2030 г. могло бы составить свыше 200 тысяч человек. Оценки возможностей отечественной технологической и производственной базы для крупномасштабных разработок и производства и использования ВЭС в России показывают следующее [10–12]:

- для организации в России массового производства ВЭУ средней (до 200–800 кВт) и большой (1,5–3 МВт) мощности необходимо создание развитой крупномасштабной промышленной структуры (до 15–20 заводов с основным производством ВЭУ);
- на начальном этапе развития ветроэнергетики

## ЗАВИСИМОСТЬ ОТ $K_{иум}$ ХАРАКТЕРИСТИК ВЭС НА БАЗЕ ВЭУ FL 80, FL 90 И FL 100, УСТАНОВЛЕННЫХ В РАЙОНЕ САРАТОВА

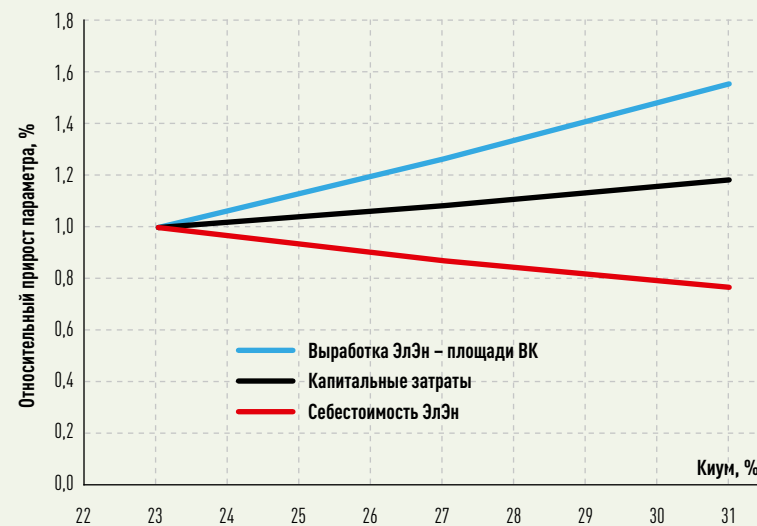


Рис. 5

## РОСТ ДОХОДА ВЭС НАРАСТАЮЩИМ ИТОГОМ ПРИ РАЗНЫХ СТЕПЕНЯХ ЛОКАЛИЗАЦИИ ИХ ПРОИЗВОДСТВА В РОССИИ

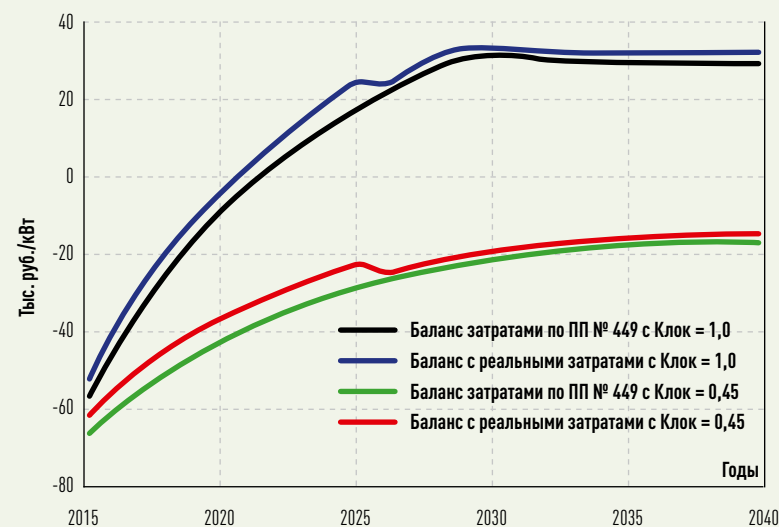


Рис. 6

в России (до 2017–2018 г. или первые 1,5–2 ГВт ВЭС) основу возводимых отечественных ВЭС должна составлять, по всей видимости, импортируемая техника, что представляется положительным с точки зрения подготовки российских научных, инженерно-технических, строительных и производственных кадров. Как следствие, степень локализации производства ВЭС в России до 2017–2018 г. вряд ли сможет превышать 25–30%; для производства большей части основных компонентов ВЭУ в современной России уже имеется необходимая ресурсная, технологическая и производственная основа. Имеются также необходимые условия для организации и начала производства российских установок в сроки до 3–5 лет.

Для создания отечественной ветроэнергетической отрасли предстоит решить ряд масштабных задач:

- создать проектировочную базу ветроэнергетики, состоящую из специализированных НИИ, КБ и опытных производств, укомплектованных соответствующими научными и инженерными кадрами;
- создать строительно-монтажную базу ветроэнергетики, оснащенную необходимой техникой и опытными специалистами;
- создать отечественную испытательную базу для ВЭУ средней и большой мощности, состоящую из

5–8 испытательных центров, укомплектованных соответствующим оборудованием и квалифицированным персоналом; создать ремонтно-эксплуатационную инфраструктуру ветроэнергетики с сетью пунктов обслуживания ВЭС, укомплектованных современной материально-технической базой, оборудованием и квалифицированными кадрами.

Очевидно, что решение указанных задач возможно лишь при централизованном государственном руководстве процессом. Развитие ветроэнергетики и широкомасштабное внедрение ВЭС в России требует, как показывает мировой опыт, особых мер поддержки, необходимыми из них являются:

- наличие долгосрочных программ работ как минимум до 2030 года;
- правовая основа развития ветроэнергетики, выраженная в понятных и обязательных для исполнения законах по возможности прямого действия;
- эффективная государственная поддержка отрасли, обеспечиваемая созданием равных с тепловыми и атомными электростанциями экономических условий для ВЭС с учетом существующих для ТЭС и АЭС доплат за топливо и пр.

В первую очередь для масштабного развития российской ветроэнергетики необходимы льготные и твердые тарифы на производимую ими ЭлЭн и разумные цены на присоединение к сети, а также льготные банковские ссуды, снижение налогов на импорт оборудования и на отечественное производство ВЭУ.

Важным компонентом и необходимым условием разработки и обоснования правовой, нормативно-технической и экономической базы развития отечественной ветроэнергетики является формирование перспективной Генеральной схемы размещения ВЭС на территории России, которая учитывала бы инфраструктурные условия, технологические ограничения, энергетическую и экономическую целесообразность и ожидаемый эффект в результате использования ВЭС в отдельных отраслях, субъектах РФ и России в целом [9, 11].

Следует отметить, что в 1990-е годы Россия, имея хороший стартовый задел в ветроэнергетике, по объективным причинам не смогла полноценно включиться в этот процесс и сейчас оказалась в роли аутсайдера.

Однако, мировой опыт и отечественные исследования доказывают очевидные возможности ВЭС и прочих видов ВИЭ для поворота экономики России от нефтегазовой ориентации к новому высокотехнологичному энергетическому и индустриальному укладу при улучшении социального и экологического климата.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев В.Г., Ганага С.В., Перминов Э.М. Перспективы развития мировой и отечественной ветроэнергетики. Приложение к журналу «Энергетик». 2012, Выпуск 8, 9, 10, М., НТФ «Энергопрогресс», 313 с.
2. Николаев В.Г. Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития и использования ветроэнергетики в России. – М.: Атмограф, 2011. 502 с.
3. Распоряжение Правительства РФ № 861-р от 28.05.2013 «Об утверждении изменений, вно-

симых в Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2020 года».

4. Постановление Правительства РФ № 449 от 28.05.2013 «О механизме стимулирования использования ВИЭ на оптовом рынке электроэнергии и мощности».
5. European Wind Farm Project Cost. History and Projection. 2008. Garrad Hassan — Enova. 2009.
6. Wind Energy — The Facts. A Guide to the Technology, Economics and Future of Wind Power. European Wind Energy Association (EWEA). Earthscan. London. 2009.
7. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов РФ и методические основы их определения. – М.: Атмограф, 2008, 590 с.
8. Николаев В.Г., д. т. н., Ганага С.В., к.т.н. Об эффективности использования ВЭС для производства электроэнергии в базовом и полупиковом режиме. // Малая энергетика // № 1–2. 2013. с. 20–26.
9. Концепция использования ветровой энергии в России. Под ред. д.т.н. Безруких П.П., Комитет Российского Союза научных и инженерных общественных организаций по проблемам использования ВИЭ. — М., 2005. 128 с.
10. Николаев В.Г. К обоснованию целесообразных масштабов и темпов развития ветроэнергетики в России. //Известия РАН. Энергетика, № 6, 2011, с. 78–89.
11. Николаев В.Г., Ганага С.В., Вальтер Р, Виллемс П. и др. Перспективы развития ВИЭ в России. Результаты проекта ТАСИС. – М.: Атмограф, 2009, 502 с.
12. Безруких П.П., д.т.н., Грибков С. В., к.т.н., Николаев В.Г., д.т.н., Ганага С.В., к.т.н. К разработке Концепции развития ветроэнергетики в России. // Малая энергетика. № 1–2. 2013. с. 26–33.