

О ВОЗМОЖНОСТЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В ЕДИНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РОССИИ

АВТОРЫ:

ГАНАГА С.В.,
К.Т.Н.
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЦЕНТР «АТМОГРАФ»

НИКОЛАЕВ В.Г.,
Д.Т.Н.
НАУЧНО-
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ЦЕНТР «АТМОГРАФ»

Энергия ветра на нашей планете более чем в сто раз превышает запасы гидроэнергии всех рек планеты. Постоянно и повсюду на земле дуют ветры. Климатические условия позволяют развивать

ветроэнергетику на огромной территории, почти в любом регионе планеты. В данной статье мы обсудим возможности использования ветра для производства электроэнергии на территории нашей страны.



Потенциал экономически эффективных ВЭС РФ составляет свыше 1100 млрд кВт•ч

ИНФОРМАЦИЯ

ИСТОРИЯ

Научная ветроэнергетика развивалась в России с середины XIX века, когда в 1852 г. исследователь П. Л. Чебышев начал проводить работы, связанные с аналитическим определением оптимальной формы крыльев ветряной мельницы. Правда, в то время работы завершены не были. Эта задача в России была решена позже – в 1918–1920 гг.

В СССР были проведены обширные исследования, по результатам которых специалисты подготовили сборники таблиц, графики и карты, отражавшие изменения характеристик ветра. Была составлена карта распределения ветроэнергетических ресурсов по некоторым зонам СССР. Уже тогда было признано целесообразным строительство не отдельно стоящих ветроэнергетических установок, а объединение их в группы. Также были сделаны оценки возможности аккумуляции электроэнергии в том случае, если ветроэнергетические установки не подключены к общей энергосистеме.

По книге Владислава Ларина «Состояние и перспективы применения возобновляемых источников энергии в России».

Государственная программа РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики» [1] указывает на следующие причины, сдерживающие внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России:

- расположение основных ресурсов нетрадиционных ВИЭ в труднодоступных малонаселенных районах со сложными климатическими условиями;
 - неконкурентоспособность проектов использования ВИЭ в существующей рыночной среде по сравнению с проектами тепловых электростанций (ТЭС) на ископаемых видах органического топлива, являющихся в настоящее время основой энергетики страны [2].
- Что касается ветроэлектростанций (ВЭС), то, согласно новейшим исследованиям, данные тезисы представляются небесспорными и требуют корректировки, меняющей наши представления о путях развития отечественной ветроэнергетики.

Чтобы понять возможности и перспективы промышленного производства электрической энергии на сетевых ВЭС России, необходимо учесть следующее:

- ВЭС становятся экономически эффективными, если размещать их в районах, где себестоимость вырабатываемой ими электрической энергии (эл. эн.) будет ниже себестоимости энергии тепловых электростанций – основы электроэнергетики страны в настоящее время [2].

Что касается выбора ВЭС для промышленной выработки электроэнергии в РФ, то мировой опыт свидетельствует, что наиболее энергетически и экономически эффективными являются ВЭС мощностью 30–50 МВт на основе современных ВЭУ мощностью 2–3 МВт; на территории России выявлены регионы, обладающие большими ветроэнергетическими ресурсами (ВЭР) и допускающие широкомаштабное и эффективное использование сетевых ВЭС для промышленного производства относительно дешевой эл. эн. [3, 4]. Достаточным требованием выполнения условия эффективности использования ВЭС является их размещение в местах с ВЭР, обеспечивающими их работу с коэффициентом использования установленной мощности $K_{иум}$ более 30%. Экономическая эффективность ВЭС может быть рассчитана на основе возможных объемов выработки электроэнергии ВЭС [3, 4]. Существует ряд технологических ограничений по вводу ВЭС [4]. Поэтому целесообразный суммарный объем вводимых ВЭС должен быть ограничен 20% от ожидаемой к 2030 г. общей потребности субъекта РФ в эл. эн. В целях минимизации потерь эл. эн. при ее транспортировке от ВЭС, учитывая разобщенность региональных энергетических компаний, такие ВЭС следует размещать на террито-

ИНФОРМАЦИЯ

ПЕРВЫЕ УСТАНОВКИ

В 1931 г. в Крыму, на Каранских высотах (близ города Балаклавы) была построена опытная ветровая электростанция (ВЭС) ЦАГИ (Центрального аэрогидродинамического института им. Жуковского) Д-30, имевшая установленную мощность 100 кВт.

Она имела ветроколесо диаметром 30 м с тремя лопастями, которые совершали 30 оборотов в минуту. Эта ВЭС успешно работала десять лет, подавая электроэнергию в Севастопольскую энергосистему. Ветровая энергоустановка была взорвана в 1942 г. в ходе боевых действий Второй мировой войны.

Там же, в Крыму, в 1938 г. на вершине горы Ай-Петри было начато строительство ВЭС мощностью 5 МВт с двумя трехлопастными ветроколесами диаметром 80 м каждое. Эти работы не были завершены из-за начала войны [Фатеев, 1963; Вашкевич, Маслов и др., 2005]. Всего за период с 1934 по 1938 г. в СССР было спроектировано, построено и введено в эксплуатацию около 3 тыс. ВЭУ типа ВД-5 и ВД-8.

Источник: Владислав Ларин. «Состояние и перспективы применения возобновляемых источников энергии в России».

ЗАВИСИМОСТЬ ДОЛЕЙ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ ВЭС ИЗ N ВЭУ ОТ ДЛИНЫ МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛЭП $L_{ВЭС}$ ПРИ РАССТОЯНИИ МЕЖДУ ВЭУ n-D

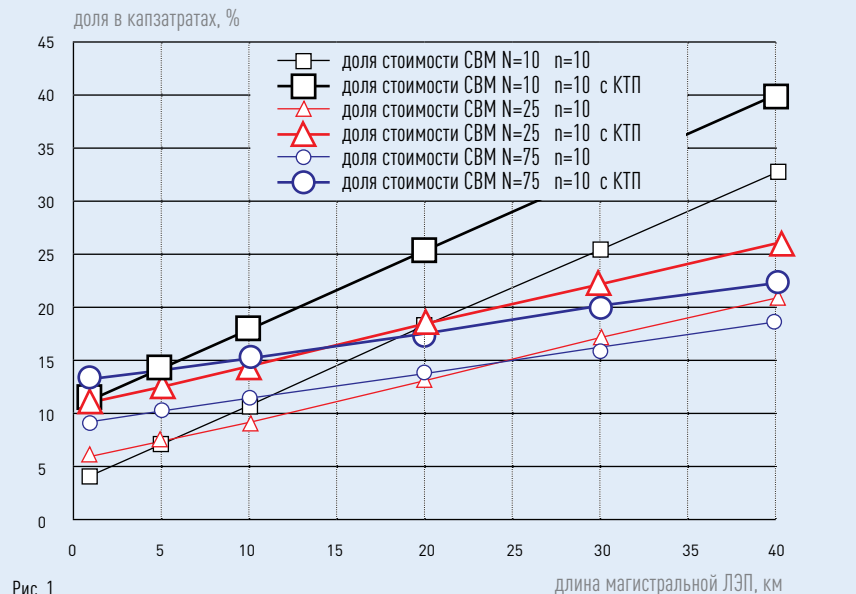


Рис. 1

риях тех субъектов РФ, которые эту энергию и будут потреблять. Как известно, минимальная себестоимость эл. эн., генерируемой во вновь строящихся в России газовых ЭС, составляет > 6,5 евроцента/кВт•ч [4]. Последнее значение складывается из капитальной (1,1–1,25 евроцента/кВт•ч), топливной (3,6–4,4 евроцента/кВт•ч) и эксплуатационной (1,8–2,0 евроцента/кВт•ч с учетом капремонтов) составляющих. Следовательно, ВЭС становятся экономически эффективными при себестоимости их эл. эн. около 6,0 евроцента/кВт•ч. Однако следует отметить, что себестоимость эл. эн. ВЭС существенно возрастает

с ростом затрат на строительство магистральных ЛЭП (35–110 кВ) от ВЭС до действующих комплектных трансформаторных подстанций (КТП) и дорог от ВЭС до ближайших автострад (рис. 1 и 2) [3]. Данные затраты прямо пропорциональны протяженности ЛЭП. Дополнительные расходы могут возникать при необходимости возведения повышающих до высокого напряжения КТП (от 110 кВ и выше). Капитальная и эксплуатационная составляющие себестоимости эл. эн. ВЭС составляют в сумме не менее 4,5–5,0 евроцента/кВт•ч. Чтобы соответствовать вышеуказанной оценке, дополнительные суммарные

ИНФОРМАЦИЯ

МИРОВОЙ ОПЫТ

В последние годы ветроэнергетика развивалась более высокими темпами, чем энергетика, использующая остальные виды альтернативных источников энергии. Отсюда и значительный рост мощностей ветроустановок в мире. На конец 2006 г. суммарная мощность всех ветрогенераторов в мире оценивалась в 74 ГВт.

В основном энергия ветра составляет лишь около 1% от общей величины выработки электроэнергии в мире, для некоторых стран этот показатель значительно выше. В частности, доля ветряной электроэнергии в Дании составляет более 20%, в Испании – более 15%, в Германии – более 10%. Как распределяются ветроэнергетические мощности по странам мира?

Мировыми лидерами по установленной мощности ВЭС на 2012 г. являются Китай (62,4 ГВт, из них 16,5 ГВт установлено в 2011 г.), США (46,9 ГВт), Германия (29,0 ГВт), Испания (21,7 ГВт), Индия (16,1 ГВт), Франция (6,8 ГВт), Италия (6,7 ГВт), Англия (6,5 ГВт), Канада (5,3 ГВт), Португалия (4,1 ГВт), Дания (3,9 ГВт).

ЗАВИСИМОСТЬ ДОЛЕЙ СТОИМОСТИ СИСТЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ВЭС ОТ ЧИСЛА ВЭУ (2 МВт) И ДЛИНЫ МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛЭП $L_{ВЭС}$

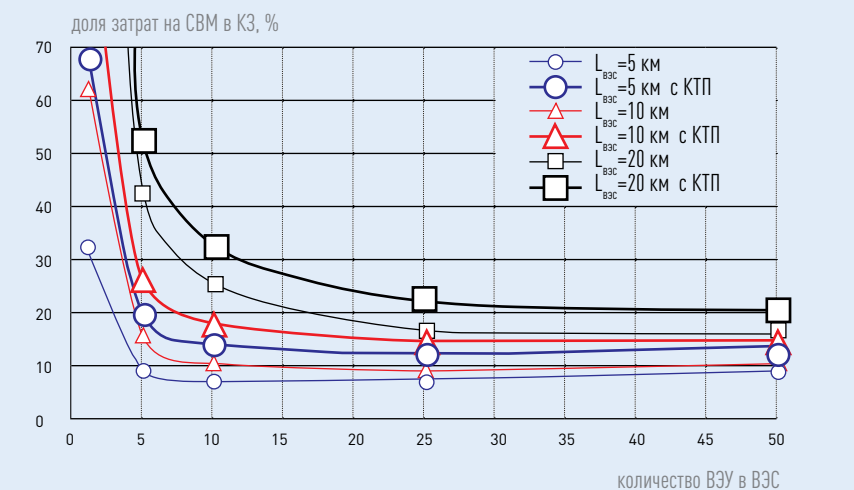


Рис. 2

затраты на магистральные ЛЭП, дороги и КТП не должны превышать 1,0–1,5 евроцента/кВт•ч. Последнее является верхней оценкой максимальной удаленности ВЭС от существующих КТП и ЛЭП Единой энергетической сети (ЕЭС) России.

Максимальная площадь территории $S_{ВЭП}$, занимаемой ВЭС, экономически конкурентными с ГазЭС, может быть оценена по формуле: $S_{ВЭП} = N_{КТП} \cdot 3,14 \cdot (L_{max})^2$, где $N_{КТП}$ – число КТП в районах России с ВЭС с $K_{иум} \geq 30\%$.

Предельные значения протяженности магистральных ЛЭП и подъездных дорог для ВЭС, рассчитанные с помощью стоимостной модели ВЭС, приведены в таблице 1. Среднее расстояние между ВЭУ

принято равным десяти диаметрам ветроколес ВЭУ ($D_{ВК}$). Ввиду наличия в России более густой дорожной сети по сравнению с высоковольтной сетевой соотношением протяженности строящихся для ВЭС магистральных ЛЭП $L_{ЛЭП}$ и дорог $L_{дор}$ принято равным 3:1 [4].

Суммарная мощность экономически эффективных ВЭС была рассчитана исходя из суммарной мощности имеющихся в России КТП на 110 кВ. Была определена допустимая максимальная удаленность ВЭС от действующих КТП или ЛЭП ЕЭС РФ и основных автотрасс, обеспечивающая экономическую эффективность ВЭС. Оказалось, что эта характеристика зависит от типа и заводской стоимости базовых ВЭУ и составляет 18,0–32,4 км и 6,0–10,8 км соответственно. Таким образом, для оценки экономической эффективности ВЭС в среднем следует исходить из неравенства: $18 \text{ км} \leq L_{max} \leq 26 \text{ км}$ [1].

ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ УДАЛЕННОСТИ ВЭС МОЩНОСТЬЮ 50 МВт ОТ ЛЭП ЕЭС РФ

Тип базовых ВЭУ	Vestas V-80 2 MW	Siemens SWT- 82 2,3 MW	Suzlon S-88 2,1 MW	Enercon E-82 2,05 MW	Furhlander FL 2500-91
Максимальная удаленность ВЭС от ЛЭП ЕЭС РФ, км	29,5	30,1	26,4	32,4	31,2
Максимальная удаленность ВЭС от основных дорог, км	9,8	10,0	9,1	10,8	10,4

Таблица 1

Необходимые для расчетов данные о наличии в РФ электрических сетей напряжением ≥ 110 кВ и КТП приведены в таблице 2.

Как видно из таблицы 2, средняя плотность ЛЭП от 110 кВ и выше на территории РФ составляет около 0,06 км/км² (на территориях централизованного электроснабжения, т.е. на площади 5–6 млн км²). То есть до 72% высоковольтных ЛЭП (около 330 тыс. км) и КТП (около 4750 шт.), допускающих присоединение ВЭС, приходится на регионы плотного проживания россиян (Центральный, Приволжский, Южный, большая часть Северо-Западного и Уральского и малая часть Сибирского и Дальневосточного ФО). На каждую КТП в среднем приходится площадь около 1050 км², или круговая территория с радиусом 18,3 км, что не превышает 18–26 км, определенных неравенством (1).

Необходимыми условиями достижения максимальной энергетической эффективности и минимизации затрат при строительстве и эксплуатации ВЭС являются благоприятный рельеф, подстилающая поверхность и транспортная доступность. Эти условия, как правило, выполняются на посевных площадях, в зонах централизованного электроснабжения, являющихся подходящим полигоном для размещения ВЭС

[5]. Размещение ВЭС возможно на 50% посевных площадей 1990 г., удовлетворяющих условию $K_{иум} \geq 30\%$, площадь которых составляет около 110 тыс. км², или около 0,65% от территории страны [4]. Распределение параметра $K_{иум}$ для ВЭУ V 90 по территории России [2] показано на рис. 3.

Перечень и энергетические показатели субъектов РФ, наиболее перспективных для широкомасштабного использования ВЭС, приведены в таблице 3. Таблицы получены с учетом суммарной установленной мощности и выработки эл. эн. электростанциями всех типов в 2008 г. с предположением, что выработка эл. эн. в РФ (и в каждом ее субъекте) к 2030 г. должна вырасти в 1,8 раза по отношению к уровню 2008 г., а доля максимальной мощности ВЭС не должна превышать 20% от средней выработки эл. эн. в конкретном субъекте РФ. В качестве базовых были приняты характеристики ВЭУ V 90.

Согласно данным таблицы 3 суммарная установленная мощность ВЭС в РФ может достигать к 2030 г. 30 ГВт. С учетом ресурсной обеспеченности и высокой эффективности ВЭС суммарная выработка этой мощности может превысить 76 млрд кВт•ч (при среднем значении коэффициента $K_{иум} = 30\%$), что составит 4,3–4,5% от прогнозируемого в [4]

суммарного потребления эл. эн. в РФ. Более того, если выбрать ВЭУ с оптимальными для местных ВЭР характеристиками, эффективность ветроэнергетического проекта может быть повышена на 8–12% [4]. В случае принятия нормативно-правовой базы, эффективно регулирующей взаимоотношения в электроэнергетике между генерирующими и сетевыми компаниями внутри одного субъекта РФ и между субъектами, суммарная мощность ВЭС в РФ может быть повышена еще на 4–6% за счет согласованных действий генерирующих и сетевых компаний, работающих в соседних регионах.

В качестве примера рассмотрим две соседние области Центрального региона России – Московскую и Калужскую. Допустимая по 20-процентному критерию установленная мощность ВЭС в Московской области составляет более 1130 МВт (таблица 3) при среднегодовом расчетном $K_{иум}$ ВЭС, равном 24–26% в местах, наиболее обеспеченных ВЭР. В соседней Калужской области указанный критерий ограничивает суммарную установленную мощность ВЭС уровнем около 8 МВт при несравненно большем ветровом потенциале ($K_{иум}$ ВЭУ V 90 в районе г. Сухиничи, рассчитанный по многолетним аэрологическим данным, достигает 33%). При взаимовыгодном правовом и финансовом согласова-

ДАнные [5] о состоянии высоковольтных (≥ 110 кВ) ЛЭП РФ в 2004 г.

Напряжение, кВ	Протяженность, тыс. км	Установленная мощность КТП, млн кВА	Среднее расстояние между КТП, км	Количество КТП в России, шт.
110 + 150	299,1	248,0	25	6 000
220	100,7	185,6	100	500
≥ 330	54,2	140,4	250	100
ВСЕГО:	454,0	574		6 600

Таблица 2

нии работ генерирующих компаний Московской и Калужской областей суммарная установленная мощность ВЭС в Калужской области может составить 150–200 МВт [4], что даст суммарную прибавку к выработке ВЭС Московской и Калужской областей от 3 до 4,5%.

Максимального значения этот эффект достигает в случае совместного и согласованного использования ВЭС соседними субъектами РФ, один из которых расположен на побережье какого-либо моря. Определение экономически эффективных ВЭС в прибрежных районах имеет принципиальное значение для РФ, обладающей, как известно, большой протяженностью морских побережий. Мощность ветра вблизи береговой линии может в разы превышать материковую, в результате чего $K_{иум}$ ВЭС, расположенных в узкой прибрежной полосе (до 2–5 км в зависимости от рельефа), весьма часто, как показано в [3], превышает 30% и отличается от материковых значений в полтора раза. Площадь прибрежной полосы является пренебрежимо малой. Однако пренебрежение этим фактором существенно искажает оценку эффективности использования ВЭС. Оценка ВЭР побережий должна проводиться на основе определения выработки ВЭС, предположительно, установ-

ленных на надлежащем (8–10 $D_{БК}$) расстоянии между ними в два ряда вдоль береговой линии на прибрежной полосе условно принятой ширины 1 км. Экономическая эффективность может быть определена с учетом стоимости 40% (при $K_{иум} = 30\%$) замещенного дизтоплива современных ДЭС [4], принятой для «северов» на 2012 г., равной 750 евро/т. В этом случае максимальная себестоимость эл. эн., генерируемой ВЭС, не должна превышать 7,5 евро/кВт•ч. Тогда себестоимость суммарно выработанной эл. эн., генерируемой ДЭС и ВЭС, не превысит себестоимость эл. эн. эквивалентной выработки альтернативной ДЭС. Удельное значение K_3 на ВЭС рассчитано с использованием стоимостной модели с учетом «северных» коэффициентов и принято равным 2600 евро/кВт [4]. Экономически эффективные ВЭС на побережье морей Северного Ледовитого и Тихого океанов были определены для окрестностей известных населенных пунктов для береговой полосы по $L_{max} = 30$ км. В качестве тестовых были выбраны ВЭУ V 90 номинальной мощностью 3 МВт с высотой башни 100 м, спроектированной под ветры первого класса (т.е. любой силы). Суммарная установленная мощность ВЭС, удовлетворяющая указанным выше условиям, составляет 3 ГВт с годовой выработкой до 7–8 млрд кВт•ч.

Как показали наши расчеты, потенциал экономически эффективных ВЭС РФ составляет свыше 1100 млрд кВт•ч, что превышает потребление эл. эн. в стране в настоящее время и, согласно [4], составляет 70% ожидаемого потребления в 2030 г. Реализация этого прогноза подразумевает размещение в установленных выше регионах ВЭС суммарной мощностью 430 ГВт, причем 32 ГВт из которых могут быть установлены на морском побережье России.

Таким образом, современные ВЭС из аутсайдеров (по экономическим показателям), догоняющих традиционные топливные электростанции, превращаются в лидеров дешевого производства эл. эн.

Таким образом, масштабы использования ВЭС в России с учетом их установленных экономических преимуществ над традиционными источниками энергии и имеющихся в стране ветровых ресурсов ограничены лишь технологическими соображениями и потребностями в эл. эн. Это следствие коренных и сверхбыстрых макроэкономических изменений в ТЭК РФ, произошедших в последние пять-семь лет.

В настоящее время Россия испытывает энергетический дефицит энергии, проявляющийся в нехват-

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СУБЪЕКТЫ РФ И ВОЗМОЖНЫЕ ОБЪЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭС [3]

№ Субъекты РФ	Установл. мощность ЭС в 2008 г., МВт	Выработка ЭС, млрд кВт•ч	Допустимая установленная мощность ВЭС к 2030 г., МВт	Расчетный $K_{иум}$ ВЭС, %	Расчетная выработка ВЭС в 2030 г., млн кВт•ч/год	Доля выработки ВЭС в 2030 г., %
Центральный ФО						
1 Брянская область	80	0,2	8,2	29,0	20,9	5,8
2 Воронежская область	2200	14,1	579,5	29,7	1507,6	5,9
3 Калужская область	90	0,2	8,2	33,6	24,2	6,7
4 Курская область	4300	24,1	990,4	29,2	2533,4	5,8
5 Липецкая область	900	4,5	184,9	29,5	477,9	5,9
6 Московская область	7500	27,6	1134,2	26,3	2613,2	5,3
7 Орловская область	400	1,5	61,6	28,8	155,5	5,8
8 Рязанская область	3500	13,5	554,8	27,9	1355,9	5,6
9 Смоленская область	4000	25,3	1039,7	30,3	2759,7	6,1
10 Тамбовская область	400	1,3	53,4	29,4	137,6	5,9
11 Тверская область	5800	32,5	1335,6	30,2	3533,4	6,0
ИТОГО	29 170	144,8	5951		15 119	5,8
Северо-Западный ФО						
1 Архангельская область	2200	7,9	324,7	28,6	813,4	5,7
2 Вологодская область	1500	7,8	320,5	32,4	909,8	6,5
3 Калининградская область	700	2,9	119,2	31,2	325,7	6,2
4 Республика Коми	2500	9,5	390,4	29,6	1012,3	5,9
5 Ленинградская область	7900	41,5	1705,5	28,1	4198,1	5,6
6 Мурманская область	3700	17,9	735,6	30,3	1952,5	6,1
7 Псковская область	400	1,9	78,1	28,0	191,5	5,6
8 Ненецкий АО	400	0,8	32,9	31,5	90,7	6,3
ИТОГО	17 400	90,2	3707		9494	5,8
Южный ФО						
1 Астраханская область	600	3	123,3	32,4	349,9	6,5
2 Волгоградская область	4200	16,5	678,1	32,6	1936,4	6,5
3 Краснодарский край	1400	6,7	275,3	32,5	783,9	6,5
4 Кабардино-Балкарская Республика	100	0,4	16,4	25,3	36,4	5,1

5 Республика Калмыкия	10	0,001	0,0	30,7	0,1	6,1
6 Карачаево-Черкесская Республика	400	1,2	49,3	25,9	111,9	5,2
7 Ростовская область	4100	22,1	908,2	33,4	2657,3	6,7
8 Ставропольский край	4000	18,1	743,8	28,5	1857,1	5,7
ИТОГО	14 810	68,0	2795		7733	6,3
Приволжский ФО						
1 Нижегородская область	2700	11,0	452,1	26,2	1037,5	5,2
2 Оренбургская область	3700	16,8	690,4	26,9	1626,9	5,4
3 Пермский край	6200	32,2	1323,3	30,7	3558,7	6,1
4 Самарская область	5900	25,3	1039,7	26,9	2450,1	5,4
5 Саратовская область	6900	42,8	1758,9	27,2	4191,0	5,4
6 Ульяновская область	900	3,3	135,6	26,8	318,4	5,4
ИТОГО	23 600	120,4	4948		13 183	6,1
Уральский ФО						
1 Курганская область	500	2	82,2	30,7	221,0	6,1
2 Свердловская область	9400	52,6	2161,6	30,4	5756,5	6,1
3 Тюменская область	14600	90,5	3719,2	29,7	9676,3	5,9
4 Челябинская область	5100	28,5	1171,2	26,7	2739,4	5,3
5 Ханты-Мансийский АО	11200	76,1	3127,4	27,9	7643,5	5,6
6 Ямало-Ненецкий АО	1700	2,5	102,7	28,7	258,3	5,7
ИТОГО	42 500	252,2	10 364		26 295	5,8
Сибирский ФО						
1 Новосибирская область	3100	13,5	554,8	29,3	1424,0	5,9
2 Омская область	1700	7,3	300,0	28,6	751,6	5,7
ИТОГО	4800	20,8	855		2176	5,8
Дальневосточный ФО						
1 Камчатский край	600	1,7	69,9	28,1	172,0	5,6
2 Магаданская область	1300	2,2	90,4	27,1	214,6	5,4
3 Приморский край	2500	9,5	390,4	28,6	978,1	5,7
4 Сахалинская область	900	2,8	115,1	30,4	306,4	6,1
5 Хабаровский край	2500	7,8	320,5	27,2	763,8	5,4
6 Чукотский АО	400	0,6	24,7	28,7	62,0	5,7
ИТОГО	8200	24,6	1011		2497	5,6
ИТОГО по РФ	140 480	721,0	29 630		29,5	76 497

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРА $K_{иум}$ ВЭУ V 90 С ВЫСОТОЙ БАШНИ 100 М ПО ТЕРРИТОРИИ РФ



Карта распределения коэффициента использования установленной мощности ВЭУ VESTAS V 90 / 3,0 MW с высотой башни $h = 100$ м в узлах координатной сетки. Среднее значение за год



Рис. 3

ке эл. эн. во многих промышленно развитых регионах, в трудностях и дороговизне подключения новых объектов к централизованным сетям и энергосистемам. Проблема энергодоступности в РФ является актуальной уже сегодня и будет обостряться в будущем в связи с ростом энергопотребления (прогноз 2,3–3,3% в год). В связи с этим для полноценного энергетического обеспечения страны необходимо ежегодно вводить дополнительные мощности не менее 4,3–4,5% (от существующих), или 9 ГВт новых ЭС. Отметим, что в современных условиях организационной раздробленности энергосистем, хозяйственно-правовой разобщен-

ности компаний ТЭК РФ, ограниченности финансовых, производственных и профессиональных ресурсов, низкой платежеспособности населения и промышленных предприятий реализация требуемых темпов роста отечественной электроэнергетики представляется сверхсложной задачей. При этом существенным препятствием в реализации планов является реальная продолжительность строительных циклов традиционных АЭС (до восьми лет), ТЭЦ и крупных ГЭС (до четырех-шести лет). В этой ситуации ВЭС могут значительно снизить остроту проблемы. При этом суммарная мощность ВЭС в РФ может составить до 6 ГВт

в 2020 г. и до 30 ГВт в 2030 г., что позволило бы довести долю выработки эл. эн. ВЭС к 2020 г. до 1–1,5%, а к 2030 г. – до 5–6% от суммарной выработки эл. эн. страны. Перспективные районы и возможные объемы использования ВЭС в РФ до 2020 г. даны в таблице 5. Однако существует целый ряд факторов, сдерживающих широкомасштабное развитие ветроэнергетики в России. С одной стороны, это ограниченные возможности импорта оборудования. А с другой стороны, сложности, связанные с организацией собственного производства ВЭУ и их ремонтной инфраструктуры, подготовкой кадров и пр. [3].

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЙОНЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ВЭС (ПРЕДЛОЖЕНИЕ К ГЕНСХЕМЕ РАЗМЕЩЕНИЯ ВЭС РФ)

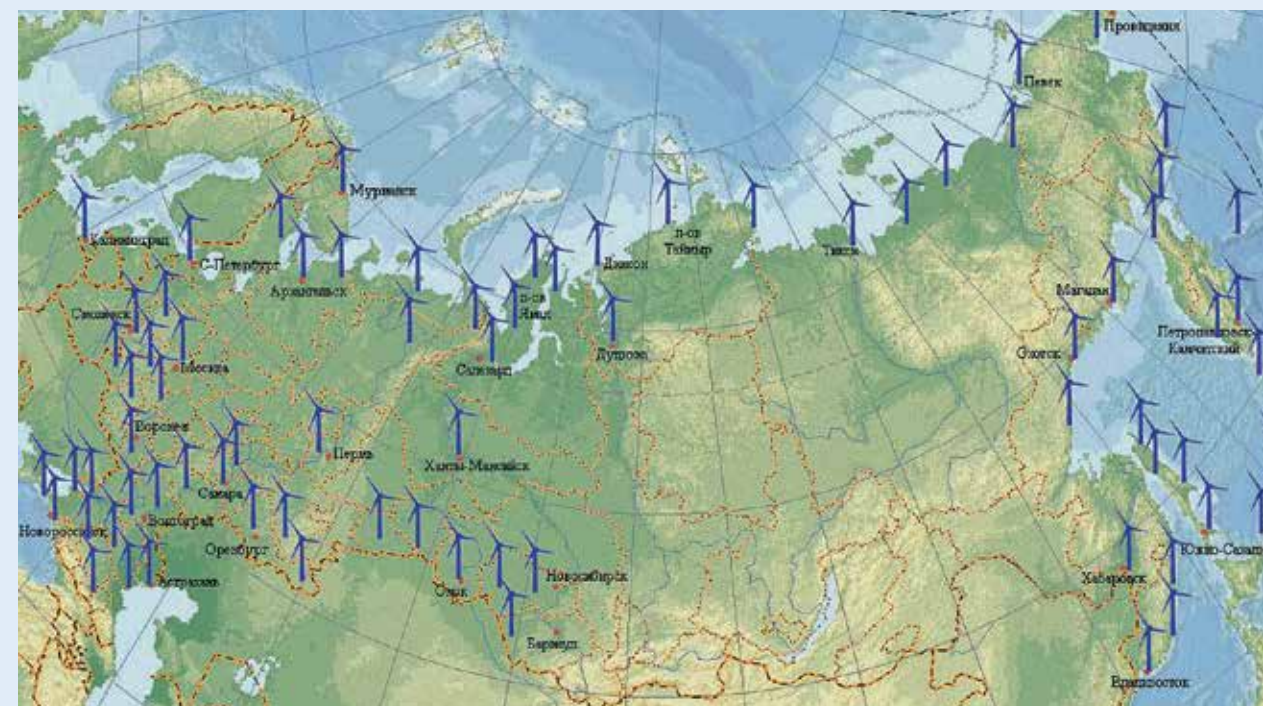


Рис. 4

Суммарная установленная мощность ВЭС с себестоимостью эл. эн. менее 5–5,5 евроцента/кВт•ч в предложенных областях их размещения к 2020 г. может достигать 6 ГВт. Отметим, что предлагаемая схема размещения экономически эффективных ВЭС покрывает субъекты РФ,

в которых проживает до 75% населения России (рис. 4).

Наиболее перспективными регионами для внедрения современной ветроэнергетики являются: Краснодарский край, Нижневолжский и Прикаспийский регионы

(Астраханская и Волгоградская области, Калмыкия), северо-западные территории (Калининградская, Ленинградская и Мурманская области), юг Западной Сибири (Курганская, Омская, Новосибирская области), Дальневосточный регион (Камчатка, Сахалин, Приморский край) [3, 4].

ТЕМПЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ ПО СТРАНАМ

Страна	Принятие законов поддержки ВЭС	Установленная мощность ВЭС в 2012 г.	Собственное производство ВЭС
Франция	2004 г.	7,5 ГВт	20%
Турция	2007 г.	2,3 ГВт	0%
Польша	2005 г.	2,2 ГВт	0%
Румыния	2009 г.	1,5 ГВт	0%
Китай	2006 г.	75 ГВт	80%

Таблица 4

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СУБЪЕКТЫ РФ И ВОЗМОЖНЫЕ ОБЪЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭС [3]

№	Субъекты Российской Федерации	Место возведения ВЭС	Установленная мощность ВЭС, МВт
Центральный ФО			
1	Белгородская область	Степные районы	100
2	Брянская область	Вдоль ж. д. Брянск – Гомель	100
3	Воронежская область	Вдоль ж. д. Воронеж – Ростов	50
4	Калужская область	Вдоль трассы Калуга – Сухиничи	200
5	Курская область	Окрестности г. Курска	100
6	Московская область	Дмитровский район	100
7	Смоленская область	Район Смоленска	200
8	Тверская область	Район г. Бологое	150
ИТОГО			1000
Северо-Западный ФО			
1	Архангельская область	Побережья Баренцева и Белого морей	150
2	Калининградская область	Висленская коса, побережье Балтики	200
3	Республика Коми	Побережье Баренцева моря	100
4	Ленинградская область	Побережье Балтийского моря	300
5	Мурманская область	Побережья Баренцева и Белого морей	600
6	Ненецкий АО	Побережье Баренцева моря	50
7	Республика Карелия	Побережье и о-ва Белого моря, Валаам	100
ИТОГО			1500
Южный ФО			
1	Астраханская область	Прикаспийские районы	200
2	Волгоградская область	Р-н Волжской ГЭС, Камышин, побережье Цимлянского моря	600
3	Республика Кабардино-Балкария	Север республики	50
4	Республика Калмыкия	Побережье Каспийского моря, Элиста	200
5	Республика Карачаево-Черкесия	Север республики	50
6	Краснодарский край	Побережье Азовского и Черного морей	600
7	Ростовская область	Побережье Азовского моря	200
8	Ставропольский край	Армавирский коридор	150
ИТОГО			2050

Приволжский ФО			
1	Республика Башкортостан	Южные степные районы	50
2	Оренбургская область	Южные степные районы	100
3	Пермский край	Безлесные районы	150
4	Самарская область	Побережье Куйбышевского вдхр.	100
5	Саратовская область	Побережье Саратовского вдхр.	150
6	Ульяновская область	Побережье Куйбышевского вдхр.	100
ИТОГО			650
Уральский ФО			
1	Курганская область	Вдоль Западно-Сибирской ж. д.	200
2	Ямало-Ненецкий АО	В местах добычи газа	400
ИТОГО			600
Сибирский ФО			
1	Алтайский край	Кулундинская степь	100
2	Новосибирская область (Барабинская степь)	Вдоль Западно-Сибирской ж. д.	300
3	Омская область	Вдоль Западно-Сибирской ж. д.	400
ИТОГО			800
Дальневосточный ФО			
1	Камчатская область	Побережье Охотского и Берингова морей	200
2	Магаданская область	Побережье Охотского моря	100
3	Приморский край	Побережье Японского моря	150
4	Сахалинская область	Побережье, Курильские о-ва	300
ИТОГО			750
ИТОГО по РФ			7 350

Таблица 5

ЛИТЕРАТУРА

1. Распоряжение Правительства РФ № 512-р от 03.04.2013 г.
2. Энергетическая стратегия России до 2030 года. – М.: Минэнерго РФ, 2009.
3. Николаев В. Г., Ганага С. В., Кудряшов Ю. И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. – М.: Атмограф, 2008. – 590 с.
4. Николаев В. Г. Ресурсное и технико-экономическое обоснование широко-
5. масштабного развития и использования ветроэнергетики в России. – М.: Атмограф, 2010.
6. Регионы России. Социально-экономические показатели: официальное издание. Статистический сборник. Росстат. – М., 2009.
7. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с.
8. Электроэнергетика и характеристика электростанций России, стран СНГ и Балтии. – М.: ИНКОТЭК, 2010.

ИНФОРМАЦИЯ

ПЕРСПЕКТИВЫ

Суммарная мощность ВЭС в РФ может составить до 6 ГВт в 2020 г. и до 30 ГВт в 2030 г, что составит до 1–1,5% от суммарной выработки электрической энергии страны к 2020 и до 5–6% к 2030 гг.