

ЭНЕРГЕТИКА БУДУЩЕГО

П.П. Безруких

Ветроэнергетика

(Справочное и методическое пособие)



Москва 2010 г.



НПГ САЙНМЕТ

научно-производственная группа компаний

117321, Россия, г. Москва, а/я 118,

тел: (496) 212 95 71, (495) 335 44 69, 335 41 15

факс: (495) 425 90 88, e-mail: info@scienmet.com, www.scienmet.com

АВТОНОМНЫЕ ВЕТРОУСТАНОВКИ

НПГ "САЙНМЕТ" - мировой лидер в области автономной ветроэнергетики, обладатель ГРАН-ПРИ и трех золотых медалей Всемирной Брюссельской выставки инноваций "EUREKA! 2005".

НПГ "САЙНМЕТ" представляет автономные ветроэлектрические установки SW-2/5 и SW-30 с максимальной выходной мощностью 5 и 30 кВт и комбинированные ветросолнечные, ветродизельные, ветроопреснительные и ветроводоочистительные установки на их основе, а также локальные сети из этих установок. Установки разработаны с применением высоких конверсионных технологий.



ПРЕИМУЩЕСТВА АВТОНОМНЫХ ВЕТРОГЕНЕРАТОРОВ НПГ "САЙНМЕТ":

- Выработка электроэнергии на 20-30% больше по сравнению с лучшими мировыми аналогами (коэффициент использования ветра - 51%) за счет:
 - регулируемого изменения угла поворота лопастей;
 - конструкции и качества лопастей, разработанных и изготовленных с учетом опыта создания авиационной техники.
- Малый уровень шума (45 дБ) за счет низкой частоты вращения ветроколеса;
- Устойчивость к высоким штормовым скоростям ветра - до 90 м/сек.
- Простота в обслуживании, полная автоматизация, большой срок службы, высокая надежность и безопасность.
- Малый вес, легкость монтажа и демонтажа, транспортировка любыми видами транспорта.

Основные конструктивные решения защищены патентами на изобретения.

ООО "Стройинжиниринг СМ"

117342, г. Москва, ул. Островитянова, 43

п/а: 117321, г. Москва, а/я 118

тел: 335-41-15, 425-20-00, 335-44-49,

факс: 425-90-88



Ветрополигон НПГ "САЙНМЕТ", г. Дубна Московской обл.

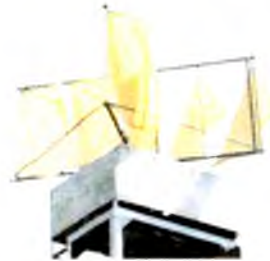
Технические характеристики ветроустановок	SW 2/5	SW 30
Максимальная выходная мощность, кВт	5	30
Мощность генератора, кВт	2	30
Напряжение, В	220	380
Расчетная скорость ветра, м/с	9.1	12
Минимальная скорость ветра, м/с	3	3
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	25	45
Штормовой ветер, м/с	90	70
Диаметр ветроколеса, м	4.5	12.5
Частота вращения, об/мин	130...180	90
Высота башни, м	12	18
Количество лопастей	3	3
Лопастя	поворотные	
Материал лопастей	стекловолокно	
Диапазон температуры эксплуатации, °С	- 40...+ 60	
Срок службы установки, лет	25	



Мы разработали абсолютно новую ВЭУ:

Имеется совершенно новый принцип действия. В отличие от известных, где жесткое крыло всегда обращено под определенным углом к ветру, снижая при этом КПД установки. ВЭУ имеет устройство, которое при повышенных ветровых нагрузках может регулировать, раскрытие парусов ровно настолько, чтобы при ветре, превышающем допустимые нагрузки не позволить разогнать устройство выше заданной частоты вращения. Парусная ВЭУ может эффективно работать при любой силе ветра, вплоть до ураганного.

Устройство имеет скорость вращения от 60 до 0,02 об/мин в зависимости от мощности. Выходные напряжения составляет 12,36,100,220,400,6300,10500 Вольт. Скорость трогания - 2,5 м/с максимальная - 40 м/с. Изобретенная и рассчитанная нами ВЭУ имеет в 10 раз большую мощность по сравнению с существующими аналогами в единичном устройстве и может составлять до 50 МВт.



На сегодняшний день подобных конструкций в мире не существует!

Наша компания успешно занимается выпуском, разработкой и установкой ветроэнергетических установок (ВЭУ).



Выпускаемая продукция: ВЭУ от 1 — 50 кВт.

Электромонтажные работы до 10 кВ включительно.

Разрабатываемая продукция: Проектирование, изготовление, монтаж ВЭУ - 1, 10, 25 МВт.

Разработана комбинированная система энергообеспечения автономных объектов с использованием нетрадиционных источников энергии.

В которую входят:

Ветроэнергетическая установка, Солнечная водонагревательная установка

Разработанная автономная система может быть подключена к существующей промышленной электрической сети и работать параллельно с ней. При этом инвертор в роторной цепи АСГ получает питание от выпрямителя, подключаемого непосредственно к сети. При обесточивании магистральной электросети питание маломощного инвертора в роторной цепи АСГ осуществляется от аккумуляторной батареи, постоянно подзаряжаемой в процессе работы ВЭУ или от сети. Система автоматического управления обеспечивает работу установки в автоматическом режиме.

П.П. Безруких

Ветроэнергетика

(Справочное и методическое пособие)

**Москва
2010**

УДК 621.47

ББК 31.63

Безруких П.П. Ветроэнергетика. (Справочное и методическое пособие). М.: –
ИД «ЭНЕРГИЯ», 2010, 320 с.

ISBN 978-5-98908-032-8

В книге рассмотрено современное состояние ветроэнергетики мира, динамика и перспективы ее развития. Изложены теоретические основы ветроэнергетики. Приведены основные особенности режимов работы ВЭУ и ВЭС. Приведены описания конструкций различных типов ВЭУ и схемы главных соединений ВЭУ и ВЭС. Даны текущие и перспективные оценки удельной стоимости установленной мощности и вырабатываемой электрической энергии и их зависимость от различных факторов.

Подробно проанализированы и оценены виды воздействия ВЭУ на среду обитания человека, по сравнению с электростанциями на различных видах органического топлива. Даны ответы на часто возникающие вопросы по различным разделам ветроэнергетики. В книге содержится большой справочный материал по технико-экономическим характеристикам современных ВЭУ малой и большой мощности.

Книга рассчитана на широкий круг читателей от сельских электриков до экономистов и экологов, проектировщиков ВЭС.

ISBN 978-5-98908-032-8

© Безруких П.П., 2010

© «ИД «ЭНЕРГИЯ», 2010

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящую книгу можно назвать пособием для тех руководителей и специалистов разного уровня органов управления субъектов Российской Федерации, а также общественных деятелей, которые в условиях дефицита топлива и бюджетных средств заняты поиском решений проблемы надежного энергоснабжения и потребителей на подведомственных территориях, в первую очередь находящихся в зонах децентрализованного энергоснабжения, а также в зонах дефицитных энергосистем, подверженных ограничительным и/или аварийным отключениям.

Она является также пособием для предпринимателей, фермеров и любых частных лиц, которые ищут самостоятельно пути снижения расходов на оплату электроэнергии и обеспечения бесперебойного энергоснабжения своих предприятий.

Книга полезна людям, занимающимся сезонными работами (геологи, рыбаки, охотники, скотоводы, огородники и т.п.), живущими, как правило, без радио, телевидения и электрического освещения, а также всем, кто интересуется использованием энергии ветра.

Вместе с тем автором предпринята попытка сделать книгу учебным пособием для студентов, специализирующихся в области использования возобновляемых источников энергии, а также проектировщиков ветроэлектростанций. В связи с этим в книгу включены основные формулы по ветроэнергетике, а также большой справочный материал по современным зарубежным и отечественным ветроустановкам.

Книга написана, в основном на базе изучения опыта строительства и эксплуатации ветроустановок и ветроэлектростанций за рубежом (по этой причине все стоимостные данные приводятся в долларах или евро), а также анализа всего, что делается в России по этой проблеме.

Книга является вторым дополненным и переработанным изданием книги «Использование энергии ветра. Техника, экономика, экология», изданным в издательстве «Колос» в 2008 году. В первое издание не вошел значительный справочный материал, касающийся технических характеристик ветроэнергетических установок большой мощности. В настоящее издание этот материал включен и может быть использован при курсовом и дипломном проектировании. Приведены данные о состоянии ветроэнергетики в странах мира за период 1980 – 2008 годы. Имеются существенные дополнения и по другим главам книги.

Автор выражает глубокую благодарность В.Н.Пузакову, оказавшему большую помощь в сборе материалов и подготовке рукописи к изданию.

Автор

ГЛАВА 1. ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ

1.1. От древности до конца XIX века

Энергия ветра использовалась человеком с древнейших времён. Сначала в мореплавании вплоть до появления паровой машины, заменившей паруса на судах.

Но и ветроэнергетика имеет многовековую историю. По данным М.В. Колодина и Я.И. Шефтера первые простейшие ветродвигатели применяли в глубокой древности в Египте и Китае. В Египте около г. Александрия до сих пор сохранились остатки каменных ветряных мельниц, барабанного типа с вертикальной осью вращения, построенные еще во 2-1 веках до н.э. В 7 веке н.э. в Персии (Иране) были построены более совершенные конструкции – крыльчатые с горизонтальной осью вращения. Несколько позднее, видимо в 8-9 веках ветряные мельницы появились в Западной Европе и на Руси. Начиная с 13 века ветродвигатели получили широкое распространение в Голландии, Дании, Англии и России для подъёма воды, размол зерна и в качестве привода различных станков и механизмов. По другим данным (D.J. de Renzo) в XI в. ветряные мельницы широко использовались на Ближнем Востоке и попали в Европу в XIII в. при возвращении крестоносцев. В средние века в Европе многие помещные права, включая и право отказа в разрешении на строительство ветряных мельниц, вынуждали арендаторов иметь площади для посева зерна около мельниц феодальных поместий. Посадки деревьев вблизи ветряных мельниц запрещались для обеспечения “свободного ветра”.

В XIV в. голландцы стали ведущими в усовершенствовании конструкций ветряных мельниц и широко использовали их с этого времени для осушения болот и озер в дельте р. Рейн. Между 1608 и 1612 гг. польдер Беемстер (лечьде-ры – низменные места, которые предполагается осушить) находившийся на три метра ниже уровня моря, был осушен с помощью 26 ветродвигателей мощностью 37 кВт каждый.

В 1582 г. в Голландии была построена первая маслобойня, использующая энергию ветра, через 4 года – первая бумажная фабрика, которая удовлетворяла повышенные требования к бумаге, обусловленные изобретением печатной машины. В конце XVI в. появились лесопильные заводы для производства лесоматериалов, импортируемых из прибалтийских стран на которых использовались ветроустановки. В середине XIX в. в Голландии использовалось для различных целей около 9 тыс. ветродвигателей.

В период промышленной революции с введением паровых двигателей использование энергии ветра в Голландии пошло на убыль. В начале XX в. здесь работало только около 2,5 тыс. ветродвигателей, а к 1960 г. менее 1 тыс. из них все еще находились в рабочем состоянии.

Голландцы внесли много усовершенствований в конструкцию ветряных мельниц и, в частности, ветроколеса. В XVI в. примитивные поперечные паруса на деревянных полках уступили место парусам, закрепленным на деревянных брусках с двух сторон маха. Позже для улучшения аэродинамической формы лопасти бруски были присоединены к её задней кромке. В более современных конструкциях паруса были заменены тонким листовым металлом, использовались стальные махи и различные типы жалюзи и щитков для регулирования частоты вращения ветроколеса при больших скоростях ветра. Крупные ветряные мельницы заводского изготовления при больших скоростях ветра могли развивать мощность до 66 кВт.

1.2. Развитие ветроэнергетики за период: XIX в – 80-е годы XX века

США. К середине XIX в. США было построено более 6 млн. малых ветродвигателей с единичной мощностью до 0,75 кВт, которые использовались для выработки электрической энергии, подъема воды и выполнения других работ.

Для подъема воды обычно использовались ветродвигатели с цельнометаллическими ветроколесами диаметром 3,7-4,9 м, вращающимися на горизонтальном валу и снабженные хвостовым оперением для ориентации ветроколеса по направлению ветра. Вал соединяется системой передач со штангой, которая совершает возвратно-поступательные движения и приводит в действие насос, установленный у основания башни. Ветроколесо такого типа диаметром 3,7 м развивает мощность около 120 Вт при скорости ветра 6,7 м/с и может поднять 160 л/мин воды на высоту около 7 м.

ВЭУ небольшой мощности выполняются обычно с двух- или трехлопастным ветроколесом крыльчатого типа, соединенным через редуктор с генератором постоянного тока. Они снабжаются также системой аккумуляции энергии, чаще всего аккумуляторной батареей. Многие ветронасосные установки используются до настоящего времени на западе США для целей водоснабжения в некоторых отдаленных местностях. Однако большинство ВЭУ были вытеснены начиная с 1930 г. энергосистемой, обеспечившей централизованным электроснабжением большинство ферм США.

Наибольшей действующей ВЭУ была установка “Смит-Путмэн”. После длительных исследований по влиянию размеров ВЭУ на ее эффективность, проведенных в 1930 г., Путмэн пришел к выводу, что для получения минимальной стоимости вырабатываемой электрической энергии требуются ВЭУ больших размеров. При участии известного аэродинамика Кармана и ряда сотрудников MIT он разработал ветродвигатель большой мощности для выработки энергии с целью питания существующей электросети Central Vermont Public Service

Company. Фирма S. Morgan Smith Company (г. Йорк, Пенсильвания) спроектировала и испытала в работе установку в начале 1940 г. Двухлопастное ветроколесо крыльчатого типа диаметром 53 м и массой 16 т развивало мощность 1,25 МВт при расчетной частоте вращения 28 об/мин.

В марте 1945 г. после периодической работы в течение нескольких лет одна из лопастей получила повреждение у втулки, где предварительно отмечались определенные деформации, которые не смогли быть устранены вследствие нехватки материалов в условиях военного времени. Всесторонние экономические исследования показали, что ВЭУ в случае ее восстановления в то время не могла конкурировать с электрическими установками обычного типа. Поэтому от ее дальнейших исследований отказались.

Дания. В конце XIX в. в Дании было около 3 тыс. ветродвигателей, которые использовались в промышленности, и около 30 тыс. ветродвигателей других типов, применявшихся для бытовых целей. Общая их мощность составляла около 200 МВт. В 1890 г. правительство Дании приступило к проведению широкой программы развития ВЭУ большой мощности. В 1910 г. было построено несколько сотен таких ВЭУ. Они имели четырехлопастные ветроколеса диаметром 23 м, установленные на башне высотой 24 м и соединенные механической передачей с электрическим генератором, расположенным у основания башни. Расчетная мощность генератора изменялась от 5 до 25 кВт.

В периоды первой и второй мировых войн энергия, вырабатывавшаяся ВЭУ такого типа, покрывала лишь небольшую часть потребности страны в электроэнергии. В этот период было установлено, что стоимость электроэнергии, вырабатываемой ими, примерно равна эквивалентной стоимости топлива, потребляемого дизельной электрической установкой.

После второй мировой войны датчане разработали и испытали три экспериментальные ВЭУ с установленной мощностью 12, 45 и 200 кВт, предназначенные для работы в энергосистеме. Они успешно эксплуатировались до 1960 г. Разработка проекта была приостановлена, когда выяснилось, что стоимость вырабатываемой электроэнергии примерно вдвое превышала в то время эквивалентную стоимость энергии теплового двигателя.

Великобритания. В конце 40-х и в течение 50-х годов значительные работы по созданию ВЭУ проводились в Великобритании. Измерения характеристик ветра были проведены в этот период в 100 местах на Британских островах.

В 1950 г. компания Vorth Scotland Hydroelectric Board провела разработку экспериментального ветродвигателя, установленного на Оркнейских островах. ВЭУ была рассчитана на мощность 100 кВт при скорости ветра 15,6 м/с. Она работала непродолжительное время в 1955 г. совместно с дизельной электростанцией, но использование ее было прекращено из-за трудностей, возникших при эксплуатации.

В 1950 г. фирма Enfield Cable Company разработала оригинальные ВЭУ типа Андро мощностью 100 кВт и установила их в Великобритании и в Алжире. Установка имела полую башню высотой 26 м и ветроколесо диаметром 24 м с пустотелыми лопастями, снабженными выходными отверстиями на концах. За счет возникающего перепада давлений воздух, поступающий через отверстия у осно-

вания башни, перемещается вдоль башни через расположенную турбину и выбрасывается через отверстия на концах лопастей. Установлено, что эффективность ВЭУ с пневматической передачей мощностей мала по сравнению с установками, снабженными ветроколесами обычного типа с горизонтальной осью вращения.

Франция. В период 1958–1966 гг. во Франции построено и работало несколько крупных ВЭУ. К ним относятся три установки с горизонтальной осью вращения трехлопастного ветроколеса крыльчатого типа, которые работали близ Парижа с перерывами с 1958 по 1963 г. Первая из них была рассчитана на мощность 800 кВт при скорости ветра 16,5 м/с. Ветроколесо диаметром 30 м, генератор и система передач общей массой 160 т были размещены на башне высотой 30 м. ВЭУ была снабжена синхронным генератором напряжением 3 кВ с частотой вращения 1000 об/мин при постоянной частоте вращения ветроколеса 47 об/мин и работала на общую сеть 50 Гц, 60 кВ. напряжение повышалось до 60 кВ с помощью трансформатора, соединенного с сетью линией длиной 15 км.

Две другие установки были сооружены на юге Франции. Меньшая из них с ветроколесом диаметром 21 м и частотой вращения 56 об/мин работала с асинхронным генератором с номинальной частотой вращения 1539 об/мин и развивала мощность 132 кВт при скорости ветра $v \geq 12,5$ м/с. Большая из ВЭУ с расчетной мощностью 1000 кВт при скорости ветра 16,5 м/с имела массу 97 т (вместе с башней). Удельная стоимость первой из ВЭУ составила 1155 долл./кВт, в то время как установки на юге – 1000 дол./кВт (в ценах 1960 г.). Во Франции было также построено и испытано в этот период несколько экспериментальных установок с вертикальной осью вращения.

Германия. Под руководством Хюттера в ФРГ был проведен ряд усовершенствований ВЭУ, в том числе легких ветроколес с постоянной частотой вращения и системой регулирования поворотом лопастей. Для ветродвигателей использовались легкие стеклопластиковые и пластиковые лопасти; генератор устанавливался на башне из пустотелой трубы небольшого диаметра, укрепленной проволочными оттяжками. Наибольшая из ВЭУ, развивавшая 100 кВт при скорости ветра 8 м/с, успешно работала в период 1957–1968 гг. Разработки нашли применение в некоторых наиболее совершенных ветродвигателях, строящихся до настоящего времени.

Конструкции стеклопластиковых лопастей, установленных на небольших опорах, и возможные повреждения лопастей исследовались в других странах на ветродвигателях больших размеров.

Россия и Советский Союз. До Великой Октябрьской социалистической революции в крестьянских хозяйствах России насчитывалось около 250 тыс. ветряных мельниц, которые ежегодно перемалывали половину урожая (около 33 млн т, или 2 млрд пудов зерна). С изобретением паровых машин, а затем двигателей внутреннего сгорания и электродвигателей старые примитивные ветряные двигатели и мельницы были вытеснены из многих отраслей и остались главным образом в сельском хозяйстве. В начале XX в. русский ученый Н.Е. Жуковский разработал теорию быстроходного ветродвигателя и заложил науч-

ные основы создания высокопроизводительных ветродвигателей, способных более эффективно использовать энергию ветра. Они были построены его учениками после организации в 1918 году Центрального аэрогидродинамического института (ЦАГИ). Советские ученые и инженеры теоретически обосновали принципиально новые схемы и создали совершенные по конструкции ветроэнергетические установки и *ветроэлектрические станции (ВЭС)* различных типов мощностью до 100 кВт для механизации и электрификации процессов сельскохозяйственного производства и других целей. Большие заслуги в создании основ ветроэнергетики имеют советские учёные и специалисты Н.В. Красовский, Г.Х. Сабинин, Е.М. Фатеев, Р.В. Секторов, К.П. Вашкевич, В.В. Сидоров и др. Промышленный выпуск электродвигателей для механического привода машин был налажен в начале XX в, а электрических ветроагрегатов с генераторами небольшой мощности – примерно в 20-годах.

В 1937 году вблизи Ялты была построена усовершенствованная ВЭС мощностью 100 кВт, находящейся от нее на расстоянии 32 км. Годовая выработка энергии составляла около 280 тыс. кВт·ч при коэффициенте использования энергии ветра 0,32. Генератор и регулирующие устройства были установлены на вершине башни высотой 30 м. Частота вращения ветроколеса регулировалась путем поворота лопастей. Башня имела наклонную опору, установленную на тележке, которая перемещалась по кольцевой направляющей для ориентации ветроколеса на ветер.

ВЭС была сооружена по проекту первопроходцев советской промышленной ветроэнергетики (Н.В. Красовский, В.В. Уткин-Егоров, Р.В. Секторов, Г.Х. Сабинин), а конструкция башни принадлежит выдающемуся энциклопедически образованному инженеру России В.Г. Шухову (1853-1939 гг.). ВЭС успешно проработала 3 года вплоть до её разрушения во время Великой Отечественной войны в конце 1941 г.

Одновременно в 30-х годах в Советском Союзе рассматривался проект создания ветроэлектрической системы мощностью 5 МВт, но он не был реализован.

В 40-50 годах XX века в СССР получило интенсивное развитие строительство ВЭС. В этот период было налажено серийное производство специализированных и универсальных ветродвигателей мощностью от 0,7 до 11 кВт (от 1 до 15 л.с.), главным образом с механическими и электрическими трансмиссиями. В послевоенный период было выпущено более 40 тыс. ветродвигателей, в основном типов ТВ-8, ТВ-5, ТВ-12, ВЭ-2, которые с большой эффективностью применялись в колхозах и совхозах.

К концу 60-х годов XX века в СССР были созданы новые типы более совершенных унифицированных быстроходных ветроэнергетических агрегатов (ВБЛ-3, ВПЛ-4, “Беркут”, “Ветерок” и др.), в которых использовались новые типы насосов и генераторов, пневматические, электрические и др. виды приводов, более совершенные системы регулирования. Большинство ветродвигателей применялись для механизации подъема воды, особенно на пастбищах и отдельных фермах в Поволжье, на Алтае и Чёрных землях, в Казахстане, Туркмении, Узбекистане и других зонах, где они работали 250-300 дней в году. Разра-

ботка теоретических основ и создание новых конструкций ветроэнергетических агрегатов различного назначения проводятся во Всесоюзном НИИ электрификации сельского хозяйства, Всесоюзном НИИ электромеханики, ЦАГИ и др.), Германии (Штутгартская школа ветроэнергетиков), США, Великобритании, Франции, Дании и др. странах.

В СССР число эксплуатируемых ветродвигателей (без самодельных) составляло 8-9 тысяч.

Второе дыхание ветроэнергетики получила после нефтяного кризиса 1972-1973 годов, когда многие развитые страны озаботились своей зависимостью от импорта нефти из арабских стран.

1.3. Ветроэнергетика периода конца XX века – начала XXI века

Перспектива развития

Помимо указанной в предыдущем параграфе причины нового витка развития ветроэнергетики – проблемы с импортом нефти, мировое сообщество серьезным образом заинтересовала другая проблема – состояние экологии планеты и главным образом эмиссия углекислого газа. Ветроустановки идеальным образом вписываются в состав радикальных средств решения общих проблем, стоящих перед человечеством: энергетика и экология. Впрочем этой проблеме посвящен специальный раздел книги.

Остановимся на характеристиках указанного выше периода развития ветроэнергетики.

Внутри этого периода явственно можно выделить три этапа: I этап – 1981-1990 годы, II этап – 1991-2000 годы, III этап – 2001-2010 годы.

На первом этапе (табл. 1.3.1.) ветроэнергетика начинает развиваться в 15 странах. К концу этапа Америка являлась безусловным лидером по вводу мощности (1525 МВт), за ней следовали Дания (310 МВт) и Германия (60 МВт)

Таблица 1.3.1. Развитие ветроэнергетики мира в 1981-1990 годах.

	Страна	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1.	Бельгия	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5
2.	Дания	3	10	15	25	50	75	100	139	254	310
3.	Германия	2	2	2	2	3	5	7	8	10	60
4.	Греция	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2
5.	Италия	-	-	-	-	-	-	-	-	2	4

Нельзя не отметить комплексный характер Постановления, в котором предусмотрены государственные цели по выпуску ветроустановок, определена производственная база, предусмотрено соответствующее финансирование, названы конкретные исполнители, а также предусмотрены меры по преодолению существующих в то время организационных и экономических барьеров.

В соответствии с направлениями использования ветроустановок:

На научно-производственное объединение “Ветроэн” Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР возлагались функции головной организации по созданию и внедрению в народное хозяйство автономных ветроэнергетических установок мощностью до 100 кВт.

На Министерство энергетики и электрификации СССР возлагались функции головного министерства по проектированию, строительству и эксплуатации ветроэлектрических станций мощностью более 100 кВт, предназначенных для работы в энергосистемах, а также разработку технических требований на оборудование таких станций.

К тому времени существовало небольшое производство автономных ВЭУ. В Постановлении было предусмотрено резкое его расширение, а именно произвести ветроэлектрические установки единичной мощности до 100 кВт в 1988-1990 годах 14,3 тыс. комплектов общей мощностью 67 МВт, а в 1991-1995 годах – 43 тыс. комплектов общей мощностью 217 МВт.

Что касается “системных” ВЭУ, то на момент выпуска Постановления не было серьезных исследований по возможному размещению ВЭС, а также отсутствовали серьезные работы по конструкции ВЭУ, отсутствовала и производственная база.

Надо сказать, что руководство НПО “Ветроэн” оказалось не способно ни технически, ни организационно к выполнению поставленных задач, хотя и выступало одним из инициаторов в подготовке Постановления. Они решили спрятаться за непоставку Минэлектротехпромом СССР генератором мощностью 4, 8, 16 и 30 кВт (см. приложение 2 Постановления) и таким образом уйти от ответственности, угробив порученное дело.

В Министерстве энергетики и электрификации СССР под руководством заместителя Министра Дьякова А.Ф. были разработаны проекты системных ВЭУ единичной мощностью 250 и 1000 кВт и проект Калмыцкой ВЭС мощностью 22 МВт. В МКБ “Радуга” (г.Дубна, Московской обл.) под руководством академика РАН Селезнева И.С. был разработан и впоследствии смонтирован на упомянутой ВЭС первый агрегат мощностью 1000 кВт. Однако, из-за недофинансирования довести ветроустановку не удалось и работы были прекращены на долгие годы. Сейчас Россия стоит перед той же проблемой – необходимостью организации производства современных “системных” ветроустановок.

На втором этапе (таблица 1.3.2.) число стран, имеющих ветроустановки возросло, по крайней мере, до 35.

С 1997 года Америка утратила лидерство, на первое место вышла Германия и продолжает лидировать до 2008 года.

**Таблица 1.3.2. Развитие ветроэнергетики мира
в 1991 – 2000 годах, (МВт)**

	Страна	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1.	Австрия	-	-	-	0,26	0,77	12	20	29	42	77
2.	Бельгия	6	6	6	5	5	5				13
3.	Великобритания	10	30	120	147	193	264	310	333	344	406
4.	Дания	418	470	490	540	630	785	954	1380	1771	2301
5.	Германия	110	183	280	643	1137	1576	1951	2875	4443	6113
6.	Греция	5	26	26	27	28	28	33	39	62	189
7.	Ирландия	-	-	-	7	7	11	21	73	73	118
8.	Испания	15	45	58	72	126	216	366	834	1542	2235
9.	Италия	5	6	10	22	23	70	120	178	283	427
10.	Нидерланды	82	105	132	153	255	305	360	361	441	446
11.	Норвегия	-	-	4	4	4	4				13
12.	Польша	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
13.	Португалия	2	2	2	8	8	14	14	60	60	100
14.	Финляндия	-	-	5	5	6,4	11		17,4	38	38
15.	Франция	1	1	1	3	3	3	3	10	20	60
16.	Швеция	8	12	24	40	67	105	130	174	215	231
17.	Украина					1	1				40
18.	Россия					2,5	3,5	3,5	4,15	4,35	7
19.	Индия	39	51	80	120	550	829	870	992	1035	1214
20.	Китай	-	-	13	2,5	36	57	179	214	261	316
21.	Филиппины	-	-	-	-	-	-	-	-	10	20
22.	Турция	-	-	-	-	-	-	-	5	10	19
23.	Южная Корея										8
24.	Япония	2	45	5	5	10	14	21	40	68	125
25.	Египет										68
26.	Иран										11
27.	Марокко										54
28.	Тунис										11

Окончание табл. 1.3.2

	Страна	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
29.	Аргентина	-	-	1	2	3	4	4	5	10	14
30.	Бразилия	-	-	-	2	2	2	2	2	10	20
31.	Каррибы	-	-	3	6	6	6				
32.	Коста-Рика	-	-	-	-	10	23	23	26	46	51
33.	Мексика				1,6	1,6	1,6	1,6	1,6		
34.	Канада	3	3	5	23	21	23	31	84	125	137
35.	США	1575	1584	1617	1656	1697	1698	1706	1848	2511	2578
36.	Австралия	-	-	-	-	3	3	3	8	15	21
37.	Новая Зеландия	-	-	-	-	1	4	10	20	30	35
	Другие страны	6	10	19	18	18	54				
	Всего	2287	2579	2901	3512	4855	6132	7136	9613	13469	17521

Источник: EWEA, WWEA

Общая установленная мощность ряда стран превысила 1000 МВт. Большая десятка стран в 2000 году выглядела следующим образом:

Германия (6113 МВт); США (2578 МВт); Дания (2301 МВт); Испания (2235 МВт); Индия (1214 МВт); Нидерланды (446 МВт); Италия (427 МВт); Великобритания (406 МВт); Китай (316 МВт); Швеция (231 МВт).

Третий этап на промежуточном финише выглядит еще более впечатляюще (табл. 1.3.3.): число стран имеющих ветроустановки достигло 76, а в 12 странах общая установленная мощность превысила 1500 МВт на конец 2008 года. И примерно еще в шести странах установленная мощность превысит 1000 МВт в 2009 году. В 2008 году США снова стали лидером по установленной мощности ВЭС.

Таблица 1.3.3. Ветроэнергетика мира в 2006–2008 годах.

Ранжир 2007 г.	Страна	Установленная мощность на конец 2008 г. МВт	Ввод мощности в 2008 г. МВт	Процент роста в 2008 г. %	Ранжир 2007 г.	Установленная мощность на конец 2007 г. МВт	Установленная мощность на конец 2006 г. МВт
1	США	25170,0	8351,2	49,7	2	16818,8	11603,0
2	Германия	23902,8	1655,4	7,4	1	22247,4	20622,0

Продолжение табл. 1.3.3

Ранжир 2007 г.	Страна	Установленная мощность на конец 2008 г. МВт	Ввод мощности в 2008 г. МВт	Процент роста в 2008 г. %	Ранжир 2007 г.	Установленная мощность на конец 2007 г. МВт	Установленная мощность на конец 2006 г. МВт
3	Испания	16740,3	1595,2	10,5	3	15145,1	11630,0
4	Китай	12210,0	6298,0	106,5	5	5912,0	2599,0
5	Индия	9587,0	1737,0	22,1	4	7850,0	6270,0
6	Италия	3736,0	1009,9	37,0	7	2726,1	2123,4
7	Франция	3404,0	949,0	38,7	8	2455,0	1567,0
8	Великобритания	3287,9	898,9	37,6	9	2389,0	1962,9
9	Дания	3160,0	35,0	1,1	6	3125,0	3136,0
10	Португалия	2862,0	732	34,4	10	2130,0	1716,0
11	Канада	2369,0	523	28,3	11	1846,0	1460,0
12	Нидерланды	2225,0	478,0	27,4	12	1747,0	1559,0
13	Япония	1880,0	352,0	23,0	13	1528,0	1309,0
14	Австралия	1494,0	676,7	82,8	16	817,3	817,3
15	Ирландия	1244,7	439,7	54,6	17	805,0	746,0
16	Швеция	1066,9	235,9	28,4	18	831,0	571,2
17	Австрия	994,9	13,4	1,4	14	981,5	964,5
18	Греция	989,7	116,5	13,3	15	873,3	757,6
19	Польша	472,0	196,0	71,0	24	276,0	153,0
20	Норвегия	428,0	95,1	28,5	19	333,0	325,0
21	Египет	390,0	80,0	25,8	21	310,0	230,0
22	Бельгия	383,6	96,7	33,7	22	286,9	194,3
23	Тайвань (Китай)	358,2	78,3	28,0	23	279,9	187,7
24	Бразилия	338,5	91,5	37,0	25	247,1	236,9
25	Турция	333,4	126,6	61,2	26	206,8	64,6
26	Новая Зеландия	325,3	3,5	1,1	20	321,8	171,0
27	Корея (Южная)	278,0	85,9	44,7	27	192,1	176,3
28	Болгария	157,5	100,6	176,7	33	56,9	36,0

Продолжение табл. 1.3.3

Ранжир 2007 г.	Страна	Установленная мощность на конец 2008 г. МВт	Ввод мощности в 2008 г. МВт	Процент роста в 2008 г. %	Ранжир 2007 г.	Установленная мощность на конец 2007 г. МВт	Установленная мощность на конец 2006 г. МВт
29	Чехия	150,0	34,0	29,3	28	116,0	56,5
30	Финляндия	140,0	30,0	27,3	29	110,0	86,0
31	Венгрия	127,0	62,0	95,4	35	65,0	60,9
32	Марокко	125,2	0,0	0,0	36	125,2	64,0
33	Украина	90,0	1,0	1,1	30	89,0	85,6
34	Мексика	85,0	0,0	0,0	31	85,0	84,0
35	Иран	82,0	15,5	23,3	34	66,5	47,4
36	Эстония	78,3	19,7	33,6	37	58,6	33,0
37	Коста-Рика	74,0	0,0	0,0	32	74,0	74,0
38	Литва	54,4	2,1	4,0	38	52,3	55,0
39	Люксембург	35,3	0,0	0,0	39	35,3	35,3
40	Латвия	30,0	2,6	9,5	41	27,4	27,4
41	Аргентина	29,8	0,0	0,0	40	29,8	27,8
42	Филиппины	25,2	0,0	0,0	42	25,2	25,2
43	Южная Африка	21,8	5,2	31,4	49	16,6	16,6
44	Ямайка	20,7	0,0	0,0	43	20,7	20,7
45	Гваделупа	20,5	0,0	0,0	44	20,5	20,5
46	Уругвай	20,5	19,9	3308,3	68	0,6	0,2
47	Чили	20,1	0,0	0,0	46	20,1	2,0
48	Тунис	20,0	0,0	0,0	45	20,0	20,0
49	Колумбия	19,5	0,0	0,0	47	19,5	19,5
50	Хорватия	18,2	1,0	5,8	48	17,2	17,2
51	Россия*	16,5	0,0	0,0	50	16,5	15,5
52	Свазиленд	13,8	2,2	19,2	53	11,6	11,6
53	Гвиана	13,5	0,0	0,0	51	13,5	13,5
54	Курачао	12,0	0,0	0,0	52	12,0	12,0
55	Румыния	7,8	0,0	0,0	54	7,8	2,8
56	Куба	7,2	5,1	242,9	61	2,1	0,5

Окончание табл. 1.3.3

Ранжир 2007 г.	Страна	Установленная мощность на конец 2008 г. МВт	Ввод мощности в 2008 г. МВт	Процент роста в 2008 г. %	Ранжир 2007 г.	Установленная мощность на конец 2007 г. МВт	Установленная мощность на конец 2006 г. МВт
57	Израиль	6,0	0,0	0,0	55	7,0	7,0
58	Паки- стан	6,0	6,0	новая	новая	0,0	0,0
59	Словакия	5,1	0,1	2,8	56	5,0	5,0
60	Фаросские острова	4,1	0,0	0,0	57	4,1	4,1
61	Эквадор	4,0	0,9	30,7	58	3,1	0,0
62	Кайп Верди	2,8	0,0	0,0	59	2,8	2,8
63	Монголия	2,4	2,4	новая	новая	0,0	0,0
64	Нигерия	2,2	0,0	0,0	60	2,2	2,2
65	Иордания	2,0	0,0	0,0	62	2,0	1,5
66	Индонезия	1,2	0,2	20,0	65	1,0	0,8
67	Мартиника	1,1	0,0	0,0	63	1,1	1,1
68	Белоруссия	1,1	0,0	0,0	64	1,1	1,1
69	Эритрия	0,8	0,0	0,0	66	0,8	0,8
70	Перу	0,7	0,0	0,0	67	0,7	0,7
71	Казах- стан	0,5	0,0	0,0	69	0,5	0,5
72	Намибия	0,5	0,0	6,4	70	0,5	0,3
73	Антильские острова	0,3	0,0	0,0	71	0,3	0,0
74	Сирия	0,3	0,0	0,0	72	0,3	0,3
75	Северная Корея	0,2	0,2	2010,0	73	0,01	0,01
76	Боливия	0,01	0,0	0,0	74	0,01	0,01
	Итого	121187,9	27261,1	29,0		93926,8	74150,8

Источник: World Wind Energy Report 2009.

* Примечание: По данным автора установленная мощность действующих ВЭС России в 2008 году составила 10,3 МВт.

Доля электроэнергии в 2006-2007 годах, вырабатываемой на ВЭС (рис.1.3.1.), стала весьма заметной в Дании (21,4% и 21,22%), Испании (8,8%

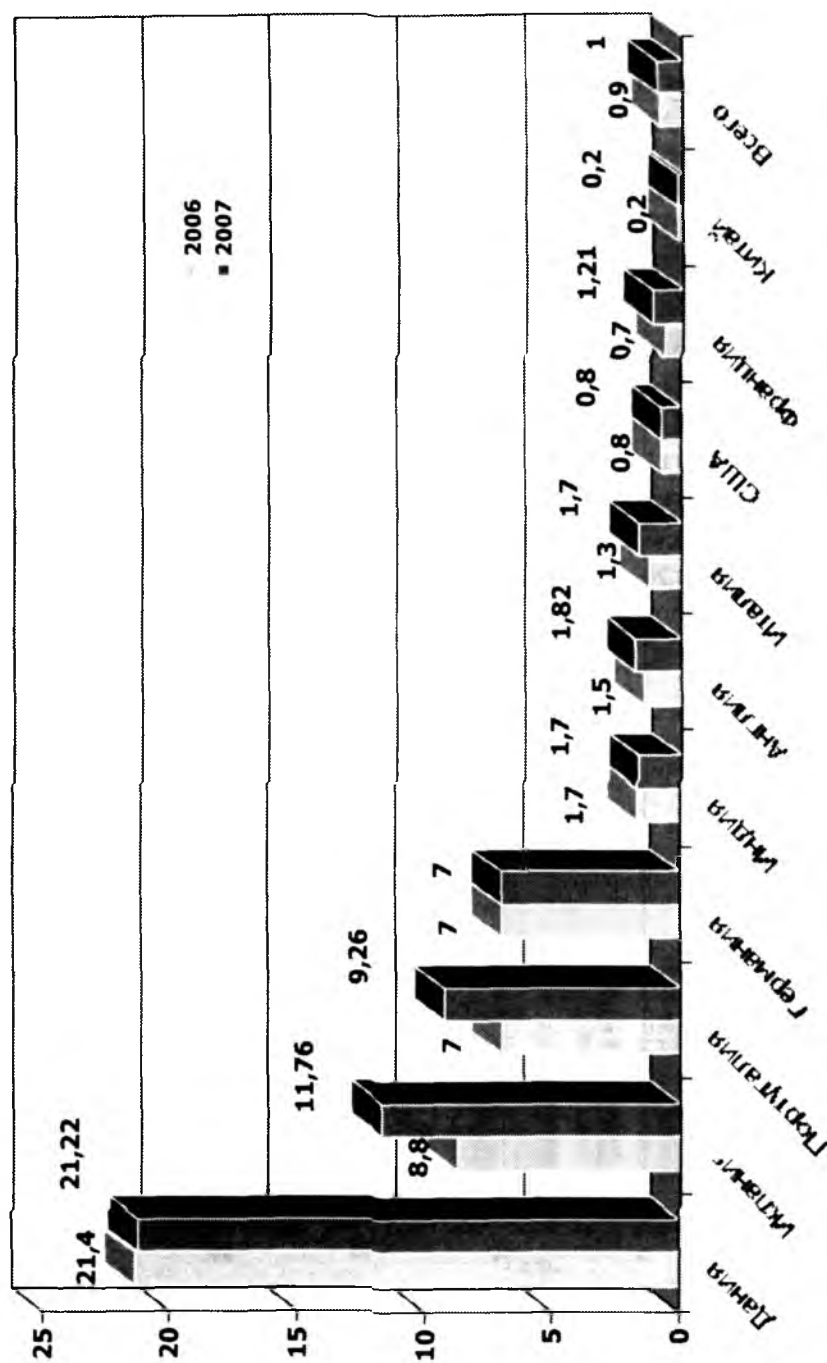


Рис. 1.3.1. Доля ВЭС в производстве электроэнергии в 2006 и 2007 годах, %

Источник: Eurelectric and EWEA.

и 11,76%), Португалии (7,0% и 9,26%), Германии (7,0% и 7,0%), а в мире превысила 1%.

Общая картина по доле ВЭС в странах Европейского Союза показана на рис. 1.3.2. и рис. 1.3.3.

Динамика установленной мощности в мире и в Европе представлена на рис. 1.3.4, а годовой ввод мощностей – на рис. 1.3.5.

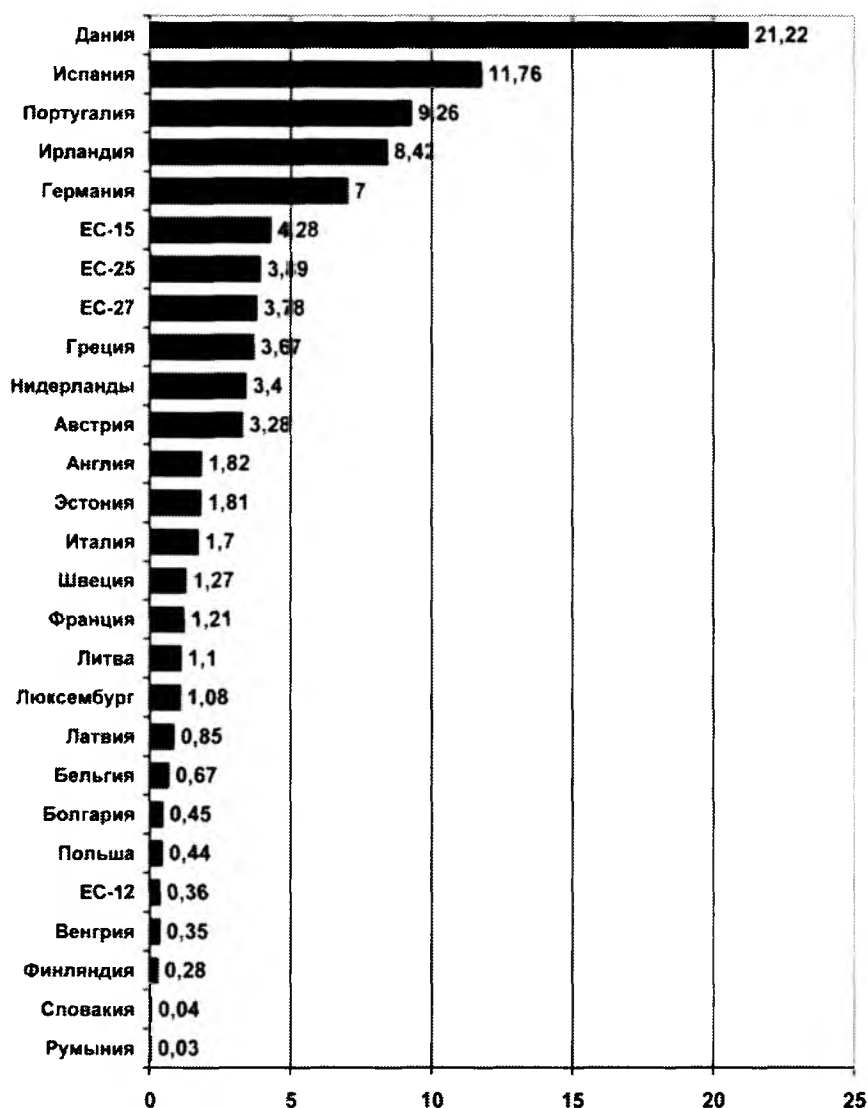


Рис. 1.3.2. Доля ветроэнергетики (%) в производстве электроэнергии в странах Евросоюза в 2007 году.

Источник: EWEA, 04 February, 2008.

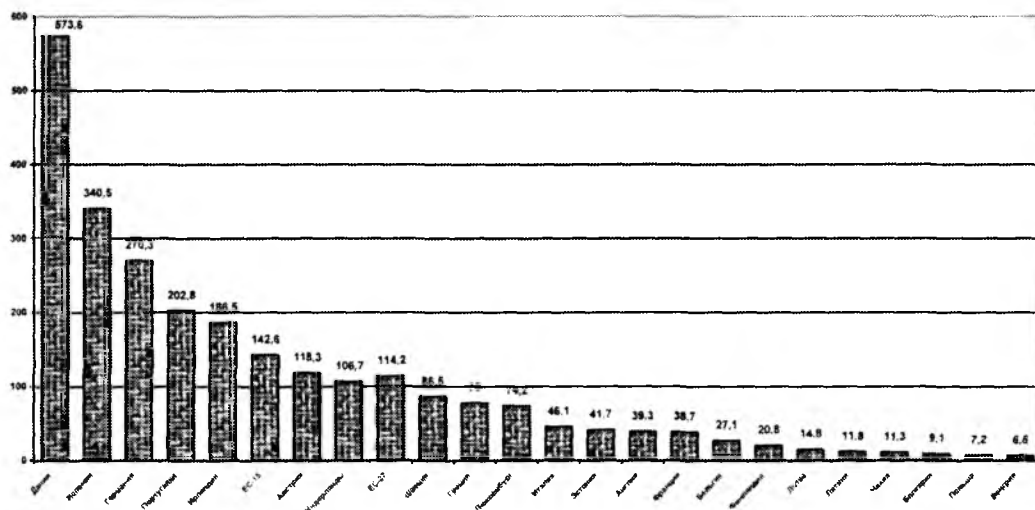


Рис. 1.3.3. Мощность ветроустановок на 1000 жителей в странах Европы в 2007 году.

Источник: Eurostat, EWEA, 04 February 2008.

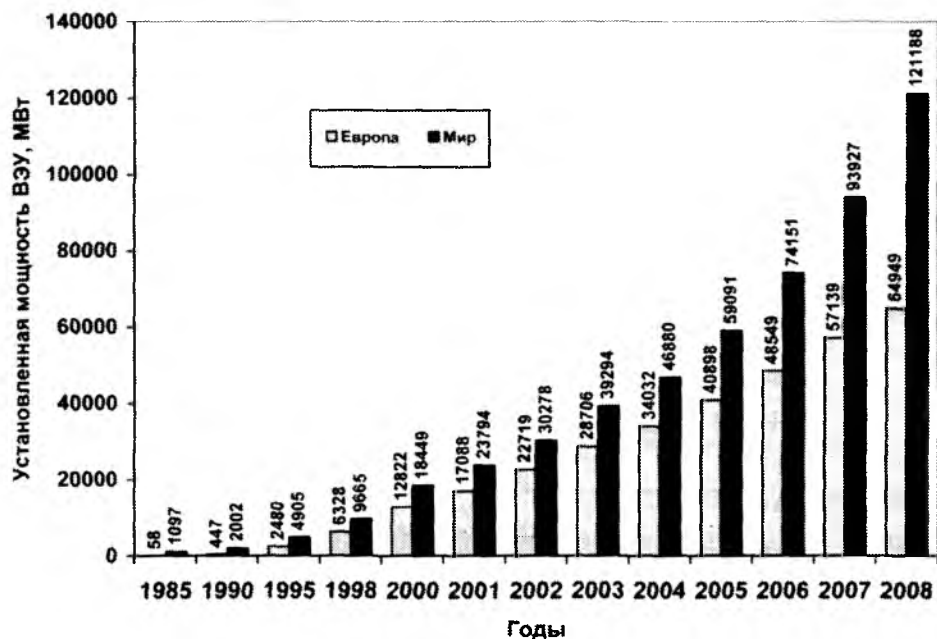


Рис. 1.3.4. Установленная мощность ВЭУ, подключенных к электрическим сетям, в странах мира.

Источник: EWEA, 2006-2008.

Как видно из представленных материалов общая установленная мощность ВЭУ в мире возросла с 1,1 ГВт в 1985 г. до 121,2 ГВт в 2008 году. Среднегодовые темпы роста по отношению к предыдущему году за период с 2001 по 2008 годы составили 26,2 %. Такие темпы сравнимы разве только с темпами роста фотоэлектрических установок. Это свидетельство не только потребности в них, но и результат продуманной государственной политики всех государств, где ветроэнергетика успешно развивается.

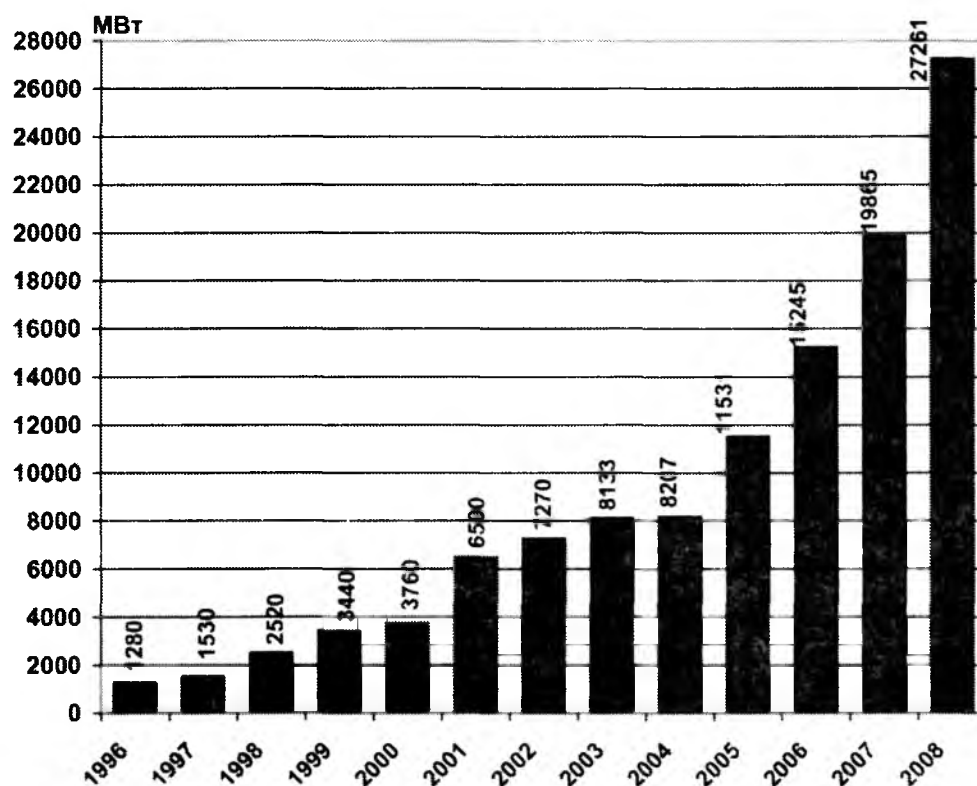


Рис. 1.3.5. Динамика годового ввода мощности ВЭС в 1996-2008 годах в мире.

Источник: EWEA, 2006-2008.

Принято называть десять ведущих стран (top ten) в любой отрасли промышленности. В ветроэнергетике на уровне 2008 года “десятка” выглядит следующим образом. США (общая установленная мощность – 25170 МВт), Германия (23903 МВт), Испания (16740 МВт), Китай (12210 МВт), Индия (9587 МВт), Италия (3736 МВт), Франция (3404 МВт), Великобритания (3287 МВт), Дания (3160 МВт), Португалия (2862 МВт).

Год 2008 ознаменовался тем, что впервые в ведущих двенадцати странах установленная мощность ВЭУ превысила 1,5 ГВт. Германия, обогнавшая США в

1996 году в 2008 году уступила первенство США, где только в 2008 году введено более 8 ГВт мощностей ВЭС. Нетрудно заметить, что среди “десятки” присутствуют развитые и развивающиеся страны, представляющие различные континенты, и что особенно важно, страны, обеспеченные собственными энергетическими ресурсами (Великобритания, Дания).

Ветроэнергетика к началу 21 века стала полноправной и заметной областью электроэнергетики. Учитывая успехи отдельных стран международные организации: Европейская ветроэнергетическая ассоциация (EWEA), Форум по энергетике и развитию (Forum for Energy and Development) и Международный Гринпис (Greenpeace International), выдвинули программу “Wind Force 10”, цель которой: достижение 10 процентов доли ветроэнергетики в мировом производстве электроэнергии в 2020 году (таблица 1.3.4.). При этом предполагалось, что общее производство электроэнергии в мире увеличится с 14919 ТВт·ч в 1999 году до 27351 ТВт·ч в 2020 году, т.е. почти в 2 раза. На момент появления программы цель её многим специалистам казалась нереальной. Однако мониторинг программы, проведенный автором, показывает, что за период с 1999 года по 2007 год развитие ветроэнергетики идет с опережением намеченных темпов. Так по программе в 2007 году установленная мощность должна быть 85407 МВт, фактически она составила 94123 МВт (таблица 1.3.4).

Таблица 1.3.4. Программа “Wind Force 10”

Годы	Процент роста в год, %	Годовой ввод мощности, МВт	Общая установленная мощность на конец года, МВт		Годовое производство электрической энергии на ВЭС, ТВт*ч	Годовое потребление электрической энергии в мире, ТВт*ч	Доля ветровой электрической энергии, %
			прогноз	факт*			
1999	20	3120	13273	13520	29,1	14919	0,19
2000	20	3744	17017	18449	37,3	15381	0,24
2001	20	4493	21510	23794	47,1	15858	0,30
2002	20	5391	26901	30278	58,9	16350	0,36
2003	20	6470	33371	39357	73,1	16857	0,43
2004	30	8411	41781	46880	91,5	17379	0,53
2005	30	10939	52715	59084	115,4	17918	0,64
2006	30	14214	66929	74223	146,6	18474	0,79
2007	30	18478	85407	94123	187,0	19046	0,98
2008	30	24021	109428	121188	268,4	19937	1,37
2009	30	31228	140656		245,0	20245	1,70
2010	30	40596	181252		444,6	20873	2,13
2015	20	94304	537059		1333,8	23894	5,58

Окончание табл. 1.3.4

Годы	Про- цент роста в год, %	Годо- вой ввод мощ- ности, МВт	Общая установ- ленная мощ- ность на ко- нец года, МВт		Годовое производ- ство элект- рической энергии на ВЭС, ТВт*ч	Годовое потребле- ние элект- рической энергии в мире, ТВт*ч	Доля ветровой электри- ческой энергии, %
			прогноз	факт*			
2020	10	150000	1209466		2966.6	27351	10,86
2030	10	150000	2545232		6242.9	33178	18,82
2040	10	150000	3017017		7928,7	38509	20,60

Источник: Программа “Wind Force 10”, *EWEA, WWEA.

В 2004-2005 годах авторы программы “Wind Force 10” решили, что условия развития ветроэнергетики мира позволяют поставить более амбициозную задачу – достижение в 2020 году доли ветроэнергетики в мировом производстве электрической энергии равной 12%, соответственно программа получила название “Wind Force 12”.

Задачи, поставленные этой программой, для различных континентов планеты представлены в таблице 1.3.5. По этой программе установленная мощность ВЭС в мире в 2020 году должна составить 1254 ГВт, против 1209 ГВт по программе “Wind Force 10”.

Цели программы “Wind Force 12” были серьезно восприняты всеми ветроэнергетическими ассоциациями стран, хотя единодушия в прогнозах различных энергетических организаций не наблюдается. О чем можно убедиться анализируя данные таблицы 1.3.6.

Как показано в таблице 1.3.6., прогнозы величины установленной мощности ВЭС по различным сценариям более или менее сходятся на уровне 2010 года, но значительно отличаются на 2020 год и существенно отличаются на 2030 год. Так по сценарию EWEA установленная мощность ВЭС в Европе в 2030 году достигнет 300 ГВт, а по остальным сценариям на 50-100 ГВт меньше. Небезынтересно отметить как изменялся прогноз развития в самой Европейской ветроэнергетической ассоциации. На 2010 год EWEA полагала достигнуть: в 1997 году – 40 ГВт, в 2000 году – 60 ГВт, в 2003 году – 75 ГВт, а затем 80 ГВт. Тем не менее Европейский Союз 25 государств принял общие цели по развитию ветроэнергетики – достижения 12% в производстве электроэнергии в 2020 году (табл. 1.3.7.).

Уже к 2010 году доля ветроэнергетики в производстве электроэнергии в странах ЕС – 25 достигнет 5%. Реальность достижения этой цели не вызывает сомнения, если иметь ввиду цели, которые поставили разные страны на 2020 год. Как показано в табл. 1.3.8. в целом ряде случаев за 5 лет запланировано увеличение установленной мощности ВЭС в 5...15 раз. Причем эти планы являются суммой заключенных контрактов, т.е. имеют высокую вероятность осуществления.

Таблица 1.3.5. Программа "Wind Force-12". Достижение к 2020 году за счет ветровой энергии 12% мирового производства электроэнергии. Прогнозные данные по регионам мира.

	ОЕСД Европы	Страны с переходной экономикой	Китай	Восточная Азия	ОЕСД Тихого океана	Южная Азия	Средний Восток	Африка	Латинская Америка	ОЕСД Северной Америки	Мир
Установленная мощность в 2020 г., ГВт	230	130	170	70	90	50	25	25	100	310	1254,030
Производство электроэнергии на ВЭС в 2020 г., ТВт·ч	626	318,9	416,9	171,5	230,1	122,6	61,3	61,3	245,2	800	3054
Предотвращение эмиссии CO ₂ , млрд.т/год	375,6	221,6	325,2	133,9	138,1	95,6	36,8	36,8	147,1	480	1832
Инвестиции за период до 2020 г., млрд. евро	130,6	79,8	104,7	43	51,1	30,8	14	15,4	61,4	176,1	706,9
Годовой ввод мощности, ГВт	15	22	30	10	10	18	3	3	17	30	158,728
Занятость тыс. рабочих мест в год	222	325,6	444	148	148	266,4	44,4	44,4	251,8	444	2300

Удельная стоимость установленной мощности в 2020 году – 512 евро/кВт

Себестоимость электроэнергии от ВЭС в 2020 году – 2,45 евроцент/кВт·ч

ОЕСД Европы – ЕС-15 плюс Чешская республика, Венгрия, Исландия, Норвегия, Швеция и Турция;

Страны с переходной экономикой: Албания, Болгария, Румыния, Словацкая республика, бывшая Югославия, бывший СССР и Польша;

Восточная Азия: Бруней, Дем. республика Корея, Индонезия, Малайзия, Филиппины, Сингапур, Республика Корея, Тайвань, Таиланд, Вьетнам и некоторые малые страны, включая Полинезийские острова;

ОЕСД Тихого океана: Япония, Австралия, Новая Зеландия;

Южная Азия: Индия, Пакистан, Бангладеш, Шри-Ланка и Непал;

Средний Восток: Бахрейн, Иран, Ирак, Израиль, Иордания, Кувейт, Ливан, Оман, Катар, Саудовская Аравия, Сирия, Объединенные Арабские Эмираты, Йемен;

Африка: Большинство африканских государств;

Латинская Америка: все центральные и южные государства;

ОЕСД Северной Америки: США и Канада.

Таблица 1.3.6. – Шесть сценариев прогноза развития ветроэнергетики Европейского Союза. Установленная мощность ВЭС, ГВт.

п/п	Сценарий	2010 г.	2020 г.	2030 г.
1.	Сценарий МЭА. Средние темпы развития возобновляемой энергетики, 2004 г.	75	145	202
2.	Цели ЕС, определенные в Гетенбурге, 2004 г.	80	145	214
3.	Суммарный ЕС: умеренное развитие возобновляемой энергетики и интенсивно-энергетической эффективности	75	121	163
4.	Сценарий ЕС высокие темпы развития ВИЭ 2006 г.	111	209	275
5.	Сценарий ЕС, высокие темпы развития ВИЭ и энергетической эффективности, 2006	107	190	252
6.	Сценарий Европейской ветро-энергетической ассоциации, 2003 г.	80	180	300

Источник: Pure Power – wind energy scenarios up to 2030.

Таблица 1.3.7. – Доля ветроэнергии в производстве электроэнергии в странах Европейского Союза. Состояние и перспективы.

	2005 факт	2010	2020	2030
Производство электроэнергии на ВЭС, ТВт-ч	83	179	510	974
Производство электроэнергии в странах ЕС по базовому сценарию развития, ТВт-ч	3013	3483	4006	4367
Доля ветровой энергии в производстве электрической энергии по базовому сценарию, %	2.8	5.1	12.7	22.3
Производство электроэнергии в странах ЕС по сценарию энергоэффективности, ТВт-ч	3013	3314	3250	3218
Доля ветровой энергии в производстве электрической энергии по эффективному сценарию, %	2.8	5.4	15.7	30.3

Источник: Eurelectric (2005) and European Commision

**Таблица 1.3.8. – Состояние и ближайшая перспектива развития
ветроэнергетики некоторых стран мира.**

п/п	Страна	Установленная мощность ВЭУ, МВт			Примечание
		2005 г.	2007 г.	2010 г.	
1	Швеция	510	788	2522	производство 8070 ГВт*ч в 2010 г., сооружение 1500 МВт, морских ВЭС
2	Великобритания	1353	2389	7500	в том числе 1500 МВт морских ВЭС
3	Италия	1717	2726	7000	
4	Ирландия	496	805	1600	
5	Греция	573	871	2550	цель: 20,1% в производстве электроэнергии
6	Франция	757	2454	2550	
7	Канада	683	1846	1000	
8	Австралия	819	824	5000	
9	Индия	4400	8000	10000	
10	Китай	1260	6050	20000	
11	Япония	1040	1538	3000	

Источник: EWEA aims for 20% of Europes electricity by 2030,
Winddirection – November/December, 2006

Отличительной особенностью развития ветроэнергетики последнего десятилетия является быстрое развитие морских ВЭС (offshore WT), в связи с тем, что в Европе земли на суше явно недостаточно. Как показано в таб. 1.3.9. в предстоящее пятилетие морские ВЭС получают мощное развитие особенно в Германии и Великобритании.

**Таблица 1.3.9. – Состояние и перспективы
строительства морских (offshore) ВЭС.**

п/п	Страна	Установленная мощность, МВт			
		на конец 2002 г.	на конец 2008 г.	в период 2003-2010 гг.	планы до 2015 г.
1	Бельгия	0	30	216	1446
2	Великобритания	124	590,8	1872,8	8755,8
3	Германия	0	12	1795,5	10927,5
4	Дания	397,9	409,15	648,4	1276

п/п	Страна	Установленная мощность, МВт			
		на конец 2002 г.	на конец 2008 г.	в период 2003-2010 гг.	планы до 2015 г.
5	Ирландия	25	25,2	547	1603,2
6	Испания	0	0	20	1976,4
7	Италия	0	0,08	162	827,08
8	Канада	0		20	-
9	Нидерланды	18,8	246,8	246,8	2833,8
10	Норвегия	0	0	3	1553
11	Польша	0		120	533
12	США	0		472,5	-
13	Франция	0		105	1070
14	Финляндия	0	24	207	1330
15	Швеция	23,3	133,3	298,3	3312
	Итого			9350,2	

Источник: 1. Renewable Energy World, Yuly-August, 2005 г.
 2. EWEA. The current status the wind industry. 2003 г.
 3. Bimonthly Magazine – Yuly / August 2003 г.
 4. German Wind Energy Association (BWE).
 5. EWEA. Offshore Statistics January 2009.

Существующие и строящиеся морские ветростанции Европы приведены в приложении 1.2.

Два фактора “заставляют” ветроэнергетику двигаться в море: а) недостаток земель в Европе; б) лучшие ветровые условия на море.

Конечно, это ведет к удорожанию удельной стоимости установленной мощности и затрат на обслуживание, но производство электроэнергии увеличивается настолько, что эти затраты компенсируются.

Рассмотрим основные технические аспекты характеризующие состояние ветроэнергетики.

Технические аспекты

За период с 1980 по 2004 год единичная мощность серийных установок увеличилась с 50 кВт до 5000 кВт соответственно увеличились и габариты установок: диаметр ротора с 15 м до 124 м, а высота башни с 15 до 120 м (рис. 1.3.5., таб. 1.3.10.). С ростом диаметров ротора соответственно снижается скорость его вращения: от 140-92 об/мин, для малых ВЭУ до 15...13 об/мин для ВЭУ

мощностью 3 и более МВт. Снижение скорости вращения обусловлено необходимостью ограничить скорость конца лопасти, которая создает аэродинамический шум и является источником вибрации лопасти.

**Таблица 1.3.10. Классификация ВЭУ
и их основные параметры**

Класс ВЭУ	Диапазон мощностей, кВт		Диапазон диаметров ветроколеса, м		Диапазон скоростей вращения ветроколеса, об/мин	
	0,025	1	0,5	2,5	2000	500
Очень малые	1,5	10	3,0	9,0	500	200
	20	60	10	15	140	92
Малые	75	150	18	24	60	40
	200	300	26	30	40	40
Средние	400	500	35	40	35	30
	600	750	43	48	30	30
Большие	900	1300	50	64	32	20
	1500	3000	70	90	20	15
Очень большие	4000	5000	105	124	15	13

Так если скорость вращения составляет 15 об/мин, то один оборот совершается за 4 сек. При этом конец лопасти проходит путь, равный длине окружности, которая при диаметре 126 м равна 395 м. Отсюда скорость конца лопасти составляет 99 м/с. С увеличением мощности возрастают требования к редуктору, а значит существенно увеличивается его мощность и вес, а также требования к системе охлаждения. Стремление избавиться от редуктора привело к появлению тихоходных многополосных генераторов, что в свою очередь потребовало разработку выпрямителей и инверторов на полную мощность генератора. Такие схемы ВЭУ успешно разрабатывает и реализует, например, фирма "Энеркон" (Германия).

Такая схема ВЭУ: генератор – выпрямитель – инвертор решает одновременно очень важную проблему – выработку реактивной энергии и, следовательно, поддержание напряжения в точке присоединения ВЭС на требуемом уровне.

Многие фирмы на ветроустановках от 1 до 4,5 МВт изготавливают ВЭУ с переменной скоростью вращения с целью повышения использования энергии ветра на 10...15 %. Это стало возможным благодаря применению так называемых асинхронизированных генераторов и соответствующих преобразователей частоты. Одновременно с ростом единичной мощности ВЭУ, существенно осложнились возможности прямого включения генератора в сеть, в связи с большими токами при включении. Эта проблема решается применением теристорного пуска или пуска через преобразователь частоты.

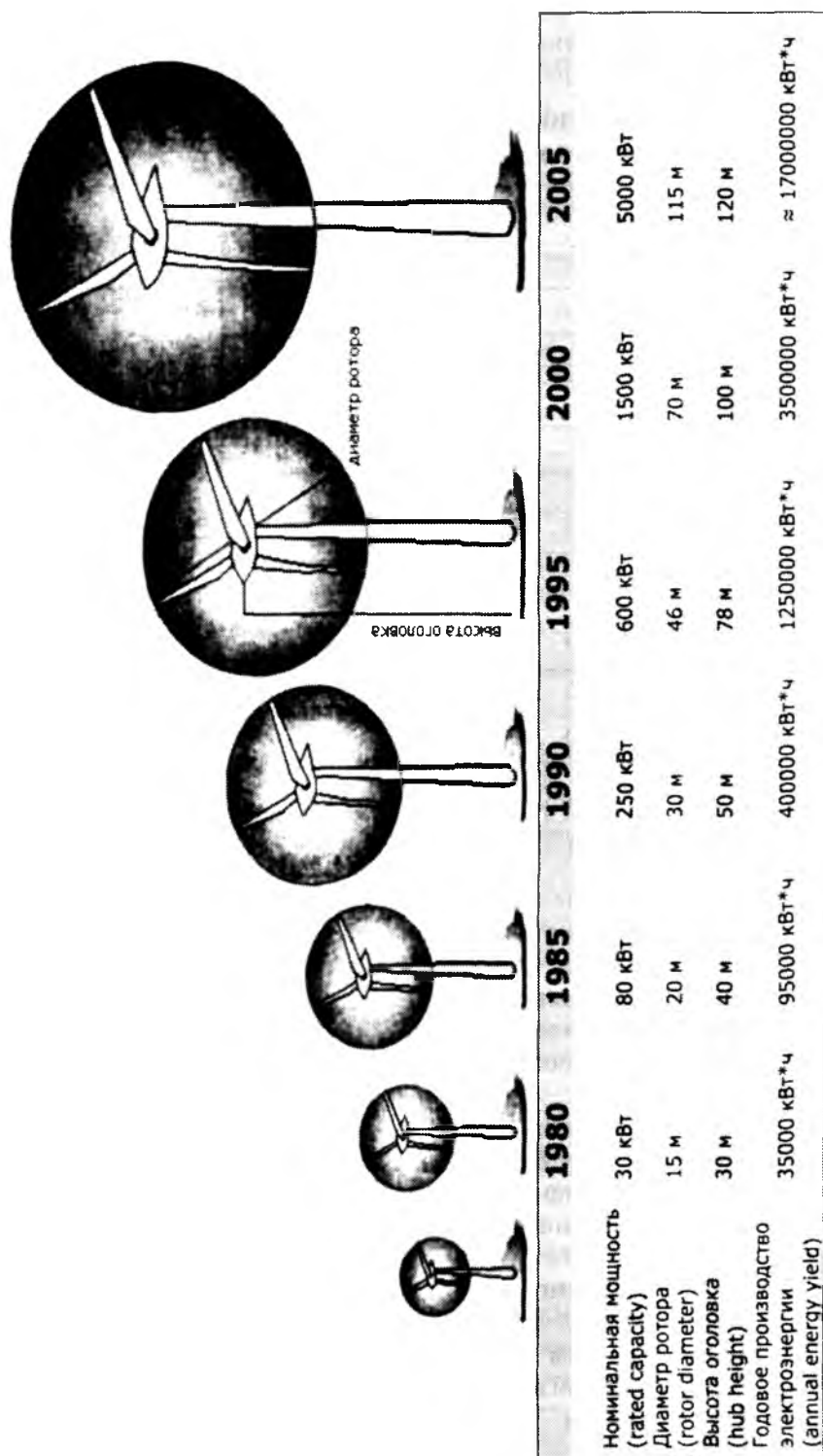


Рис. 1.3.6. Динамика основных параметров ВЭУ.

Источник: German Wind Energy Association (BWEA).

Рост единичной мощности генераторов и стремление снизить их вес привели к появлению интенсивных воздушных и жидкостных систем охлаждения генераторов.

Получили дальнейшее совершенствование профили лопастей и системы их поворота. Наряду с гидравлическими системами поворота появились электрические с индивидуальным управлением каждой лопастью. Причем питание двигателей поворота лопастей, как правило, имеет двойное резервирование.

Поворот башни на ветер осуществляется, как правило, электрическими двигателями, число которых колеблется от одного до восьми, однако имеются конструкции с гидравлическим приводом.

Превалирующей конструкцией башни является стальная коническая труба, диаметр которой у основания достигает 5 и более метров и внутри которой размещается все электротехническое оборудование, зачастую включая и повышающий трансформатор. Реже применяются решётчатые башни и совсем редко бетонные. Все сказанное выше относится к ВЭУ с горизонтальной осью вращения.

Надежды, возлагаемые на ВЭУ с вертикальной осью вращения типа Дарье и Н-ротором, не оправдались. Экспериментальные установки этого типа мощностью 5 МВт, построенные в 90-х годах разрушились во время длительных испытаний и были признаны не перспективными.

ВЭУ малой мощности с вертикальной осью вращения типа Савониус и их многочисленные модификации доказали свою эффективность, но их область применения не превышает 15-20 кВт.

Существенным образом усовершенствованы системы управления и защиты ВЭУ. Повысились их надежность и возможности. Крупные фирмы-изготовители имеют возможность в своих центральных офисах наблюдать за работой ВЭУ, оснащенных в любой точке планеты благодаря спутниковой связи с системой управления ВЭУ.

Таким образом можно констатировать, что конструкции ветроустановки включают в себя многочисленные новейшие достижения в большом перечне инженерных наук: аэродинамике, механике, электротехнике, машиностроении, химии, электронике, системах управления и коммуникации, метрологии.

Кроме инновационного значения ветроэнергетика обладает существенной социальной направленностью, по крайней мере, в трех аспектах.

Во-первых, ветроэнергетика способствует развитию смежных отраслей, а значит и созданию дополнительных рабочих мест;

во-вторых, ветроустановки малой мощности в комбинации с традиционными установками могут значительно повысить комфортность быта и надежность энергоснабжения в автономных энергосистемах;

в-третьих, ветроэнергосистема существенным образом снижает экологическую нагрузку от энергетики, способствуя созданию экологически чистой энергетики.

ГЛАВА 2. ОСНОВЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

2.1. Ветер как явление природы

Ветер – циркуляционное перемещение воздушных масс, вызванное неравномерностью нагрева земной поверхности (непостоянной в течение суток, сезона и в пространстве), а также вращением земли вокруг своей оси, вызывающем так называемую кориолисовую силу инерции (от греческого *καρυον* орех, ядро ореха – вид земли из космоса). Иначе говоря это глобальные условия, вызывающие воздушные течения общей циркуляции атмосферы земли.

Однако существует множество причин местного масштаба вызывающих “местные ветры”, т. е. ветры свойственные определённым районам земного шара. Местные ветры возникают независимо от более мощных воздушных течений, лишь налагаясь на них или же представляют собой местные видоизменения общих течений.

По происхождению различаются следующие местные ветры, как правило, носящие свои названия:

а) ветры, связанные с особенностями нагревания земной поверхности: бризы – в прибрежных районах морей и больших озёр и водохранилищ, как разница в нагреве суши и воды; горно-долинные ветры в горах, меняющие направления дважды в сутки; ледниковые ветры, постоянно дующие вниз по склонам ледниковых долин;

б) ветры, связанные с течениями общей циркуляции атмосферы над горными массивами. При этом на подветренных склонах гор воздух получает нисходящую составляющую скорости и усиливается, в результате создаются местные ветра получившие названия фёна, боры, сармы и т. п.

Такие ветры определяют характерные периодические изменения в погоде: потепление и падение влажности при фёне, похолодание при боре;

в) ветры связанные с течениями общей циркуляции атмосферы, но без нисходящей составляющей, а топографически усиленные в данном районе: афганец, урсатоевский ветер в Средней Азии, каньонный ветер в Северной Америке, косава на балканском полуострове и др.

г) ветры, связанные с течениями общей циркуляции атмосферы, даже не усиленные в данном районе, но создающие в нем особый важный для хозяйственной деятельности режим погоды, приносящие потепление или похолодание, песчаную пыль или влагу: суховей в южных областях России и Украины, сирокко в Средиземноморье, хамсин в Египте, хармаштан в Западной Африке, блицард в Северной Америке, пурга в Северной и Центральной Азии, памперо в Аргентине и др.

Таблица 2.1.1. Сила ветра по шкале Бофорта и её влияние на условия работы современных ВЭУ

Балы Бофорта	Скорость ветра, м/с	Характеристика силы ветра	Наблюдаемые эффекты воздействия ветра	Воздействие ветра на ВЭУ	Условия для работы ВЭУ в данном диапазоне скорости ветра
0	0,0-0,4	Штиль	Дым из труб поднимается вертикально вверх	Нет	Отсутствуют
1	0,4-1,8	Тихий	Дым поднимается с отклонением от вертикали. Флюгеры неподвижны на воде появляется рябь	Нет	Отсутствуют
2	1,8-3,6	Легкий	Ветер ощущается лицом, шелестят листья. На воде отчетливое волнение	Начинают вращаться значительное кол-во ВЭУ	Стартовые условия. Минимальная мощность
3	3,6-5,8	Слабый	Появляются отдельные барашки (гребни) на отдельных волнах. Колеблются листья на деревьях. Развиваются легкие флаги	Стартуют все ветроустановки	Для многолопастных водоподъемных установок условия хорошие. Для мощных ВЭУ минимальная мощность
4	5,8-8,5	Умеренный	Колеблются тонкие ветки деревьев, на воде много барашков. Поднимается пыль	Мощность ВЭУ достигает 50% номинальной	Хорошие
5	8,5-11	Свежий	Начинают раскачиваться листовые деревья, все волны в барашках	Мощность ВЭУ достигает 80-90%	Хорошие
6	11-14	Сильный	Раскачиваются большие ветки деревьев, гудят провода, пеняется гребни волн	Мощность ВЭУ достигает номинальной	Очень хорошие
7	14-17	Крепкий	Все деревья раскачиваются, с гребней волн срывается пена	Номинальная или максимальная мощность	Вполне приемлемые
8	17-21	Очень крепкий	Ломаются ветки деревьев, трудно идти против ветра. С волн срываются клочья пены	Максим. мощность, отклонение небольшого количества ВЭУ	Допустимые
9	21-25	Шторм	Небольшие разрушения, срываются дымовые трубы	Массовое отключение ВЭУ	Предельно допустимые
10	25-29	Сильный шторм	Значительные разрушения, деревья вырываются с корнем	Нагрузки расчетные	Недопустимые
11	29-34	Жестокий шторм	Широкомасштабные разрушения	Нагрузки расчетные	Недопустимые
12	Более 34	Ураган	Опустошительные разрушения	Нагрузки расчетные. Возможны некоторые повреждения	Недопустимые

д) Многочисленные пыльные вихри, шквалы, пыльные и песчаные бури, связанные с неустойчивой стратификацией (распределение температуры воздуха по вертикали) атмосферы при сильном нагревании воздуха снизу или притоке холодного воздуха в высоких слоях. С ветрами разного происхождения прежде всего имели мореплаватели начиная с древнейших времен. Поэтому не удивительно, что английский военный гидрограф и картограф, контр-адмирал Френсис Бофорт (Beaufort, 1774 – 1857) предложил в 1806 году условную шкалу для оценки силы ветра в баллах по его воздействию на наземные предметы и по волнению моря.

По фамилии автора шкала получила название “шкала Бофорта” и ею по сей день пользуются моряки и к ней присоединились ветроэнергетики. В таблице 11 приведена упомянутая школа и к ней добавлены две графы: “воздействие ветра на ВЭУ” и “условия для работы ВЭУ в данном диапазоне скорости ветра”. Для сведения профессионалов заметим, что эти две графы и их характеристики предложены J.W. Twidell и A.D. Weir в 1986 году. Однако они существенно откорректированы автором в соответствии с достижениями современной ветроэнергетики.

2.2. Ветер как энергетический ресурс

2.2.1. Климатологические характеристики ветровой энергии

Ветер на различных высотах в атмосфере Земли для каждой точки ее поверхности характеризуется скоростью, которая, строго говоря, является случайной переменной в пространстве и времени, зависящей от многих факторов местности, сезона года и погодных условий. Поэтому все процессы, напрямую связанные с использованием текущего значения скорости ветра, в частности, генерация электроэнергии в ветроэлектрических установках (ВЭУ), имеют сложный случайный характер, так что их характеристики обладают статистическим разбросом и неопределенностью средних ожидаемых значений. Поэтому на современном уровне исследований задача их оценки формулируется как создание вероятностного описания случайного процесса посредством разбиения всего временного процесса на отдельные временные интервалы, в пределах каждого из которых можно использовать приближение стационарности, т.е. независимости всех определяемых параметров от времени. В качестве периода стационарности могут быть приняты различные временные интервалы с соответствующей точностью описания, в зависимости от реальных условий случайного процесса. В частности, в некотором приближении можно считать процесс стационарным во всем рассматриваемом времени, например, в течение дня, месяца и года.

Для систематизации характеристик ветровой энергии в конкретном регионе с целью ее эффективного использования, как правило, разрабатывается ветроэнер-

гетический кадастр, представляющий собой совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра, позволяющих определить его энергетическую ценность, а также целесообразные параметры и режимы работы ВЭУ.

Основными характеристиками ветроэнергетического кадастра являются:

- среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра;
- повторяемость скоростей, типы и параметры функций распределения скоростей;
- максимальная скорость ветра;
- распределение ветровых периодов и периодов энергетических затиший по длительности;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы региона.

Источниками получения исходной информации являются:

а) метеостанции, на которых осуществляются измерения всех климатологических параметров, в том числе скорости ветра, обычно 4 раза в сутки. В современных метеостанциях измерения проводятся по 8 румбам (многолетние наблюдения);

б) метеостанции непрерывного наблюдения, как правило, сооружаемые на предполагаемых площадках установки ВЭУ;

в) аэрологические станции (зонды и шары), запускаемые периодически на разные высоты.

Средние скорости ветра

Основной характеристикой ветра, определяющей его интенсивность и эффективность использования ветровой энергии, является его средняя скорость за определенный период времени, например, за сутки, месяц, год или несколько лет. Средняя скорость ветра представляется как среднеарифметическое значение, полученное из ряда замеров скорости, сделанных через равные интервалы времени в течение заданного периода. Будем обозначать полное число всех учитываемых измерений как n , порядковый номер измерения как i ($i = 1, 2, \dots, n$) и соответствующее случайное значение скорости как v_i , так что общая формула для определения всех искомых средних значений скорости приобретет вид:

$$\langle v \rangle = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i. \quad (2.1)$$

Для частных случаев соответствующие формулы будут иметь следующий вид.

Если за сутки проводилось “L” замеров, а в месяц “K” суток, то среднемесячное значение скорости за “j” месяц, “i”-го года будет равно

$$\langle v \rangle_{mij} = \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^L v_{ijkl} / KL \quad (2.2.)$$

Если обозначить число месяцев в году через “J”, то формула среднегодовой скорости примет вид.

$$\langle v \rangle_{ri} = \sum_{j=1}^J \langle v_{mij} \rangle / J \quad (2.3.)$$

Для получения достоверных данных о средних скоростях ветра, определяющих его энергетическую способность, возникает вопрос о репрезентативности, представительности выборки случайных значений скорости, т.е. о необходимом объеме и длительности измерений. В общем случае, с увеличением объема получаемых данных точность и достоверность вычисляемых средних значений повышаются. Для численной оценки используется коэффициент вариации средних скоростей, который обычно падает при увеличении периода усреднения, т.е., например, среднемноголетняя скорость имеет меньший разброс, чем многолетняя среднемесячная скорость.

Из данных по хронологическим изменениям среднегодовых скоростей ветра на метеостанциях побережья Кольского полуострова следует, что для определения средней многолетней скорости ветра и выявления вариаций среднегодовой скорости от года к году достаточно ограничиться рассмотрением 10-летних объемов выборки наблюдений. В [8] представлены также результаты обработки 10-летних объемов наблюдений по 168 метеостанциям севера европейской части СССР, из которых следует, что среднеквадратичное отклонение среднегодовой скорости повсеместно примерно одинаково и составляет в большинстве случаев 0,2 – 0,5 м/с. Коэффициент вариации среднегодовых скоростей ветра в прибрежных районах значительно ниже, чем в районах, удаленных от береговой линии. На открытом побережье Баренцева моря он составляет в среднем 5,2%, в глубине заливов Баренцева моря и на побережье Белого моря – в среднем 6,3%, а во внутриматериковых пунктах он увеличивается до 7,7%.

Классы открытости местности и приведенная средняя скорость

При использовании данных метеонаблюдений о средних скоростях ветра следует учитывать, что они соответствуют конкретным рельефным и ландшафтным условиям в районе метеостанции и определенной высоте над поверхностью Земли (высоте флюгера). Для разных станций эти условия могут значительно отличаться. Поэтому принято приведение средней многолетней скорости ветра к сравнимым условиям по открытости и ровности местности.

Связь между приведенной средней скоростью ветра ($\langle V_n \rangle$) и измеренной ($\langle V_{uz} \rangle$) средней скоростью на высоте флюгера определяется формулой:

$$\langle V_n \rangle = \frac{K_0}{K_\phi} \langle V_{uz} \rangle \quad (2.4)$$

где, K_0 – коэффициент открытости по классификации Милевского, которая используется государственной метеослужбой, для описания характеристики местности всех метеостанций страны в справочниках;

K_ϕ – коэффициент, учитывающий фактическую открытость на высоте флюгера.

Зависимость средней скорости ветра от высоты

При установившемся ветровом потоке скорость ветра возрастает с увеличением высоты над поверхностью Земли. Обычно регистрирующие приборы на метеостанциях располагаются на высотах 9-20 м. В то же время оси современных ВЭУ могут находиться на различных высотах в приземном слое толщиной ~ 100 м; имеются даже предложения о размещении ВЭУ на аэростатах. Поэтому для оценки эффективности использования ветрового потока необходимо установление вертикального профиля скоростей ветра.

В общем случае скорость ветра на высоте h_1 определяется через скорость ветра на высоте флюгера h_ϕ по формуле

$$v_1 = v_\phi \cdot \left(\frac{h_1}{h_\phi} \right)^m \quad (2.5)$$

В отечественных исследованиях 50-60 годов прошлого века при расчете вертикального профиля среднегодовых значений скорости ветра показатель “ m ” принимался равным 0,2, а при составлении ветрового атласа США $m = 1/7 = 0,14$. Последующие исследования выявили зависимость этого показателя как от времени года, так и от величины средней скорости ветра.

В табл. 2.2 приведены отношения средних скоростей на различных высотах к средней скорости на высоте 10 м и показателя m для различных сезонов года, справедливые для условий равнинной местности: степь, тундра, пустыня.

Таблица 2.2.1. Коэффициент возрастания средней скорости ветра с высотой и показатель степени m *

Сезон	Высота, м						m
	10	20	40	60	80	100	
Зима	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50	0,17
Весна	1	1,17	1,36	1,50	1,59	1,66	0,22
Лето	1	1,18	1,40	1,55	1,67	1,76	0,24
Осень	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50	0,17
Год	1	1,15	1,32	1,44	1,53	1,60	0,20

*) Для побережий озер и морей, а также верхних частей склонов, переменную часть коэффициента, стоящую после запятой, следует уменьшить в 1,5 раза.

На рис 2.2.1. приведены расчеты вертикального профиля ветра по среднегодовым данным табл. 2.2.2. Из указанного рис. 2.2.1. видно, например, если средняя скорость на высоте $h = 10$ м равна 6 м/с, то на высоте 100 м – уже 8 м/сек.

В табл. 2.2.2 представлена среднестатистическая зависимость показателя “ m ” от скорости ветра, рассчитанная по фактическим данным многочисленных исследований.

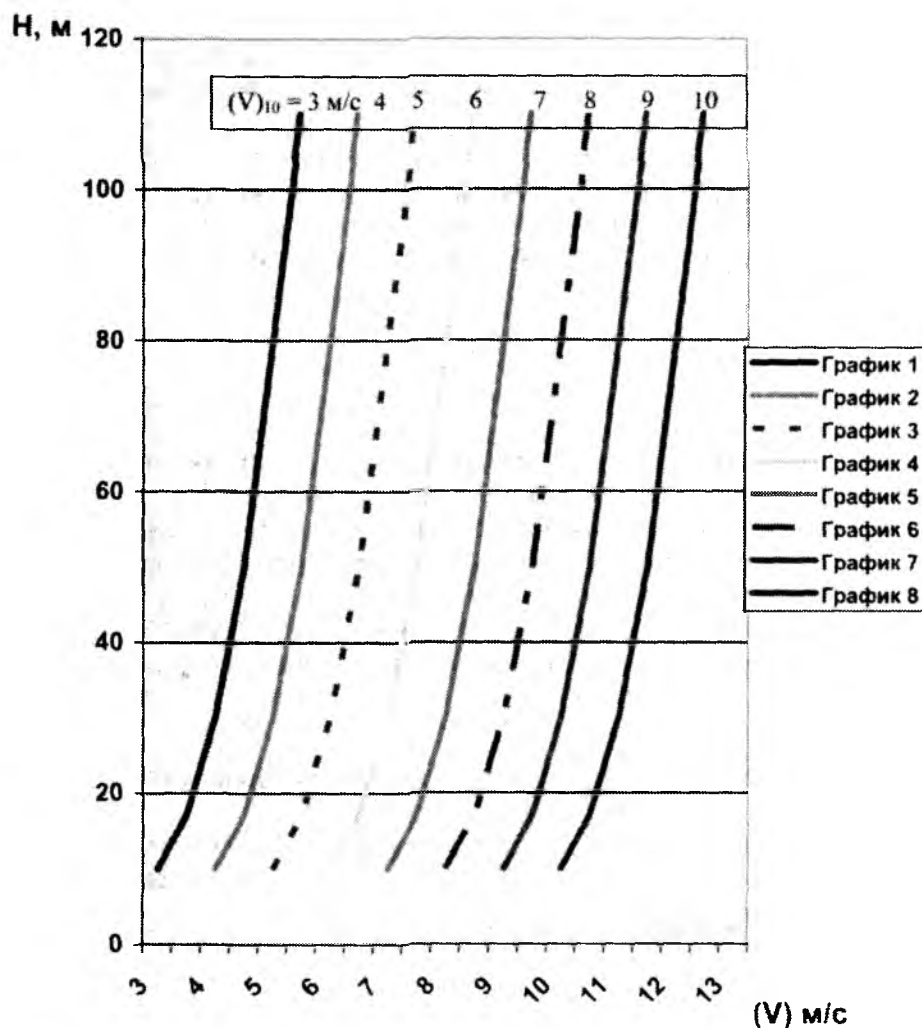


Рис. 2.2.1. Вертикальный профиль среднегодовых скоростей ветра V в приземном слое высотой до 100 м при скорости ветра на высоте 10 м от 3 до 10 м/с

**Таблица 2.2.2. Среднегодовые значения
показателя m .**

$\langle V_n \rangle, \text{ м/сек}$	1,5	3,5	5,5	7,5	9,5	11,5	13,5	15,5	17,5	20,5	24,5	28,5-40
$m (v)$	0,42	0,31	0,25	0,21	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,13	0,13	0,12

*Временные зависимости
средней скорости ветра*

Суточный ход средней скорости ветра – это изменение скорости ветра в течение суток, усредненной по всем суткам в определенном месяце и по многолетним наблюдениям.

Годовой ход средней скорости ветра – это изменение по месяцам в течение года многолетней среднемесячной скорости ветра.

Рассмотренные характеристики временной зависимости средней скорости ветра имеют важное значение для оценки не только ветроэнергетического потенциала определенной местности, но и эффективности его использования за счет учета степени согласованности графика поступления ветровой энергии с графиком энергетической нагрузки потребителей.

В частности, для северных районов побережья Баренцева и Белого морей как суточный, так и годовой ход средней скорости ветра оказываются весьма благоприятными для использования ВЭУ как в автономном режиме, так и в сочетании с гидроэлектрическими установками [7]. Максимум среднемесячных скоростей приходится на холодное время года и совпадает с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии; одновременно он совпадает с минимумом годового стока рек, т.е. позволяет компенсировать сезонный дефицит гидроэнергии. Суточное изменение средней скорости значительно проявляется в летнее время, причем скорости в дневные часы в среднем на 1 – 2 м/с выше, чем ночью, что является благоприятным для эффективного использования ветра, поскольку максимум потребления энергии приходится также на дневное время.

Для южных регионов России профиль годового хода средней скорости ветра качественно соответствует годовому ходу средней скорости в северных регионах (рис. 2.2.2. и 2.2.3.)

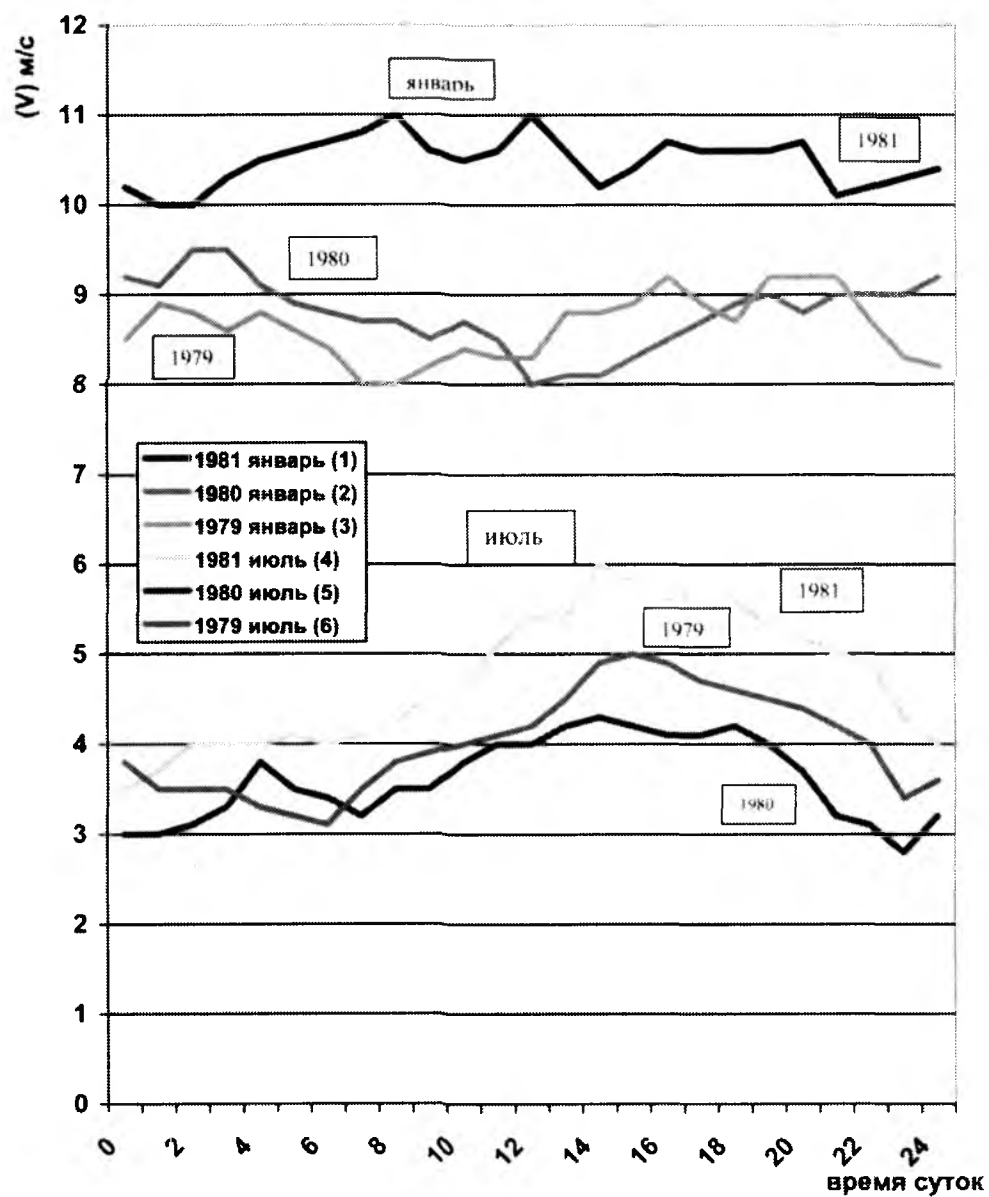


Рис. 2.2.2. Суточный ход скоростей ветра на побережье Баренцева моря в январе и июле 1979 (3 и 6), 1980 (2 и 5) и 1981 (1 и 4) годах.

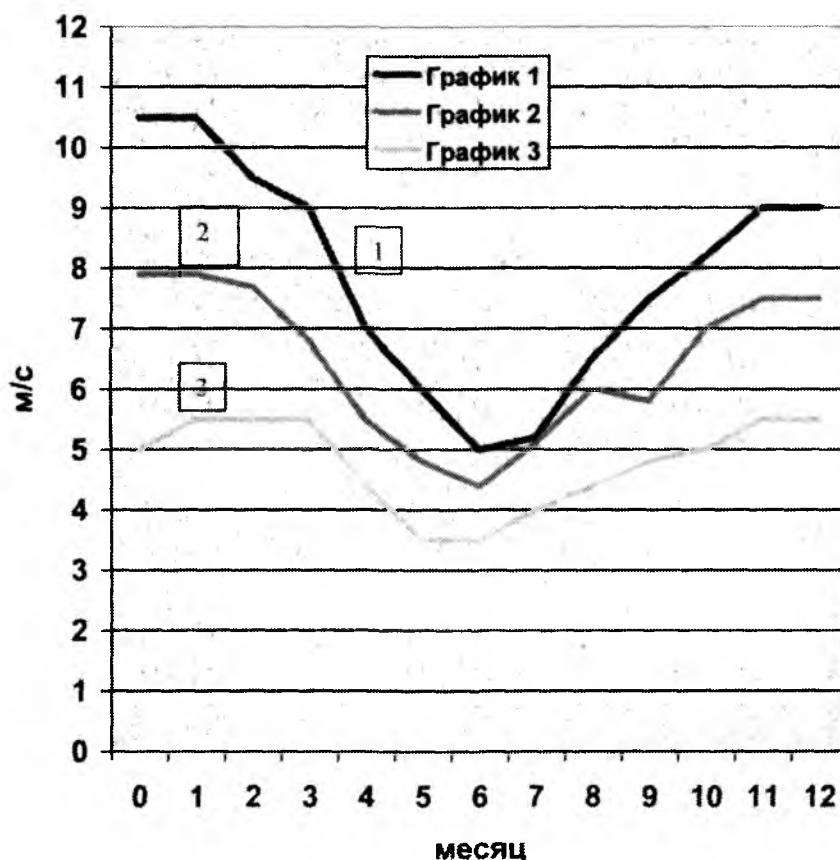


Рис. 2.2.3 Годовой ход среднемесячных скоростей ветра на побережье Баренцева (1) и Белого (2) морей и на метеостанции Новороссийска (3)

Характеристики распределения скорости ветра

Существует два способа описания характеристик распределения случайной величины, который в данном случае является скоростью ветра **v на некоторой высоте**.

Один из них основан на разбиении всей области случайных значений скорости на интервалы ΔV_i вблизи значений V_i ($i = 1, 2, \dots, n$), которые обычно соответствуют середине соответствующего интервала, непосредственном экспериментальном получении выборки случайных значений скорости и определении повторяемости скорости ветра, т.е. относительной доли t_i попадания скорости в каждый интервал ΔV_i , она также называется дифференциальной вероятностью появления скорости V_i . При этом соблюдается условие (нормировки):

$$\sum_{i=1}^n t_i = 1 \quad (2.6)$$

Повторяемость скорости ветра является одной из важнейших характеристик кадастра. Она показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода ветер имел определенную скорость. Тем самым определяется энергетическая ценность ветра, оценивается целесообразность и эффективность его использования.

Оценка средней скорости ветра $\langle V \rangle$ дается выражением:

$$\langle v \rangle = \sum_{i=1}^n v_i \cdot t_i \quad (2.7)$$

Аналогично рассчитывается оценка среднего значения любой функции скорости.

Интегральная вероятность F_i определяется как вероятность того, что скорость ветра попадает в i -ый или более высокий интервал скоростей:

$$F_i = \sum_{j=i}^n t_j = 1 - \sum_{j=1}^{i-1} t_j \quad (2.8)$$

Условие нормировки (2.6) при этом выразится как $F_1 = 1$.

Другой способ описания характеристик скоростей ветра основан на поиске детерминистских модельных функций $F(v)$ и $f(v)$, описывающих распределение случайных значений скорости ветра v в соответствии со следующими связанными определениями:

$F(v)$ – интегральная функция распределения, равная вероятности того, что скорость ветра больше значения v ;

$f(v) = dF(v)/dv$ – дифференциальная функция распределения, равная плотности вероятности, т.е. отношению вероятности нахождения скорости в интервале между v и $v + dv$ к ширине интервала dv .

Из этих определений следует неравенство $f(v) \geq 0$ и условия нормировки функций распределения вероятностей:

$$F(0) = 1;$$

$$F(\infty) = 0;$$

$$\int_0^{\infty} f(v) dv = F(0) - F(\infty) = 1 \quad (2.9)$$

Среднее значение, или математическое ожидание, скорости ветра $M[v]$ дает выражение:

$$M[v] = \int_0^{\infty} v \cdot f(v) dv \quad (2.10)$$

Аналогично рассчитывается среднее значение, или математическое ожидание, любой функции скорости.

В многочисленных исследованиях были предложены различные типы функций распределения скоростей ветра, в том числе, табулированные – Поморцева,

Гриневича, Гуллена и аналитические – Гриневича, Вейбулла, Рэлея. При этом было выявлено, что из простых аналитических распределений скоростей ветра наиболее точные результаты в диапазоне скоростей 4-20 м/с получаются при использовании двухпараметрического распределения Вейбулла, дающегося выражениями:

$$F(v) = e^{\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]} \quad (2.11)$$

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]}. \quad (2.12)$$

где параметр c , имеющий размерность скорости, характеризует масштаб изменения функции распределения по оси скоростей, а параметр k характеризует крутизну распределения.

При этом, в частности, математическое ожидание s -го начального момента скорости $M[v^s]$ в соответствии с (2.7) получает выражение:

$$M[v^s] = c^s \Gamma\left(1 + \frac{s}{k}\right), \quad (2.13)$$

где $\Gamma(x)$ – гамма-функция. С ростом k уменьшается разброс ожидаемых значений скорости, а ее s -й начальный момент приближается к значению c^s .

Повторяемость скорости ветра по фактическим данным.

Этот способ естественно дает наиболее достоверные результаты.

Суть его состоит в том, что весь диапазон возможных скоростей ветра разбивается на интервалы от нуля до максимально возможной скорости. Обычно принимаемые интервалы приведены в табл. 2.2.3, т.е. в начале шкалы интервал равен 2 м/сек, начиная с 18 м/с – два, далее 3 и 5 м/с. За период наблюдения производится отчет сколько раз скорость ветра попадает в соответствующий интервал (r_i) если общее число измерений составило (R), то вероятность (t_i) определяется по формуле:

$$t_i = r_i / R \text{ или } t_i \% = r_i / R \cdot 100 \quad (2.14)$$

Естественно, чем больше период наблюдений, тем выше достоверность полученных результатов.

По данным табл. 2.2.3 построена кривая повторяемости скорости ветра (рис. 2.2.4), в которой отмечены время простоя, пропорциональное площади, описываемой кривой вероятности при скорости ветра менее стартовой скорости ветра (обычно 3-4 м/сек) и скорости ветра более максимально возможной рабочей скорости (обычно 20-25 м/с).

**Таблица 2.2.3 Построение функции распределения
скорости ветра на высоте флюгера
(фактические данные) и высоте оси ветроколеса**

Интервалы, м/с	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24	25-28	29-34	35-40	>40
Градация скорости, м/с	0-1,5	1,5-3,5	3,5-5,5	5,5-7,5	7,5-9,5	9,5-11,5	11,5-13,5	13,5-15,5	15,5-17,5	17,5-20,5	20,5-24,5	24,5-28,5	28,5-34,5	34,5-40,5	40,5-
Средняя скорость в интервале	0,75	2,5	4,5	6,5	8,5	10,5	12,5	14,5	16,5	19,0	22,5	26,5	31,5	37,5	40
$t(v)$, % $v=7,0$ м/с $h=10$	11,9	16,0	18,4	16,8	13,5	10,2	6,5	3,8	2,8	1,7	0,5	0,3	0,1	0,1	0
$t(v)$, % $v=8,5$ м/с $h=50$ м	9,4	12,8	15,1	14,7	13,0	11,5	7,9	5,4	4,7	2,7	1,6	0,8	0,5	0,1	0

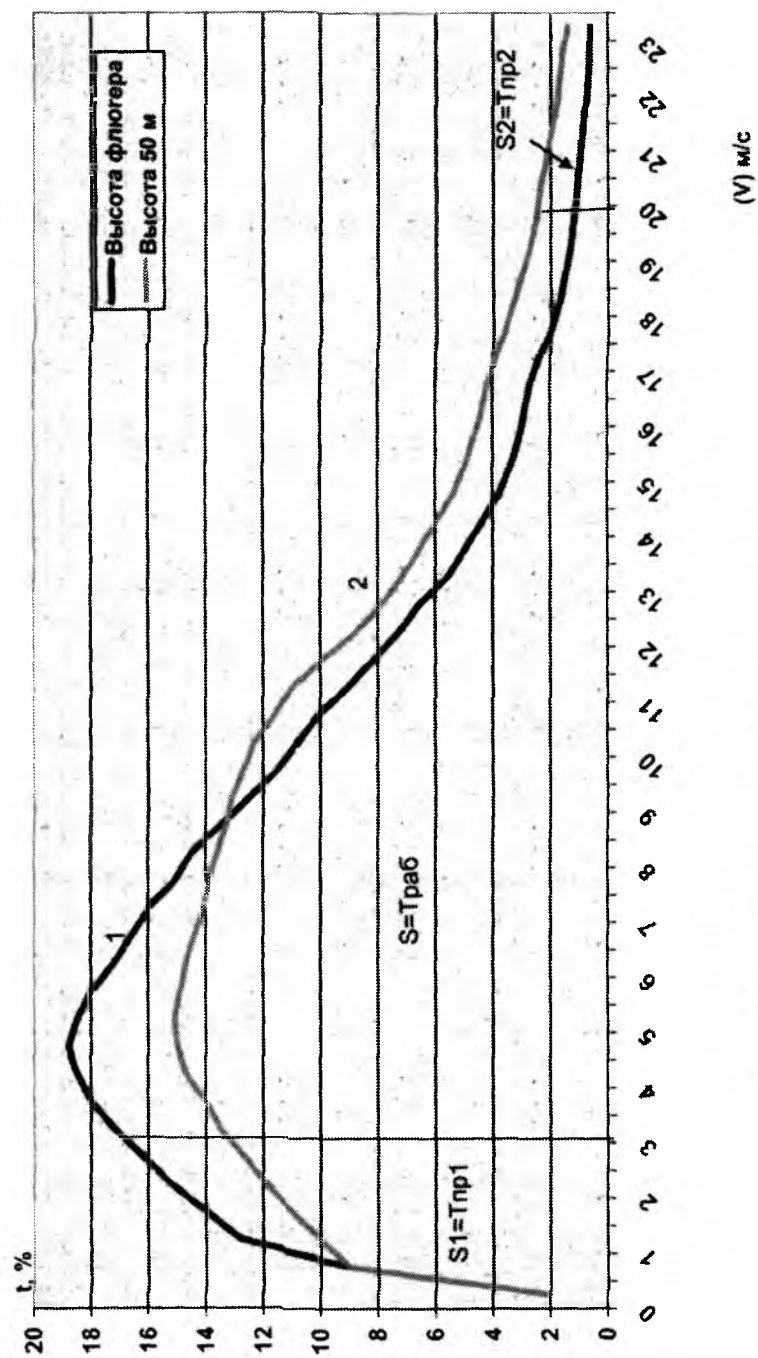


Рис. 2.2.4. Распределение скорости ветра по фактическим данным на высоте флюгера (1) и на высоте ($h=50$ м) оголовка ВЭУ

Таблица 2.2.4. Результаты многолетних наблюдений распределения скорости ветра по направлениям и скоростям на метеостанции Новороссийска

Распределение ветра по направлениям

	С	С-В	В	Ю-В	Ю	Ю-З	З	С-З	шт
январь	16	11	1	11	16	6	4	35	5
февраль	14	10	11	4	19	6	5	31	6
март	13	18	1	13	17	7	4	27	8
апрель	7	18	4	23	17	4	5	22	15
май	6	14	5	30	18	4	4	19	15
июнь	9	15	6	26	13	6	5	20	14
июль	13	17	4	17	8	7	6	28	14
август	15	21	3	12	6	6	7	30	14
сентябрь	10	27	2	1	16	4	8	32	12
октябрь	13	20	2	11	9	4	7	34	11
ноябрь	15	15	1	12	15	4	4	34	7
декабрь	14	15	0	13	16	4	4	34	5
год	12	16	3	16	14	5	5	29	10

Распределение ветра по скоростям

	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24	25-28	29-34	35-40
январь	17,3	17,5	17,9	14,8	11,7	8,0	5,4	3,5	2,0	1,5	0,2	0,1	0,07	
февраль	17,6	17,5	18,5	15,2	10,6	8,1	5,0	3,4	1,9	1,2	0,6	0,1	0,3	0,1
март	19,3	19,3	16,4	13,4	9,0	7,4	4,5	2,5	2,6	3,3	1,0	0,6	0,3	0,4
апрель	28,8	23,8	19,1	9,8	7,0	4,6	1,9	2,0	1,1	1,3	0,3	0,2	0,1	
май	31,1	26,6	19,4	9,5	5,3	2,6	2,1	1,3	0,9	0,8	0,3	0,1		
июнь	31,6	27,8	19,6	9,7	5,3	2,8	1,2	1,0	0,6	0,3	0,02			
июль	30,6	25,1	22,3	11,0	4,4	3,4	1,7	1,0	0,3	0,2				
август	28,6	24,6	20,2	9,8	7,0	3,7	2,6	1,7	1,0	0,6	0,3	0,02		
сентябрь	26,4	26,4	17,1	8,8	6,5	5,2	2,9	2,6	1,8	1,4	0,5	0,4	0,03	
октябрь	26,2	22,2	17,0	11,5	8,4	5,1	3,2	2,3	1,5	1,7	0,3	0,2	0,2	0,2
ноябрь	22,1	22,6	19,3	11,1	8,5	6,0	4,0	1,9	1,6	2,0	0,4	0,3	0,2	0,03
декабрь	18,1	19,4	18,4	13,3	10,0	7,4	5,0	2,9	2,3	1,9	0,5	0,2	0,6	
год	24,8	22,8	18,8	11,5	7,8	5,3	3,3	2,2	1,5	1,3	0,4	0,2	0,1	0,05

Скорости возможные раз в 5 лет 10 лет 20 лет

44 м/с 48 м/с 52 м/с

В табл. 2.2.3. и рис. 2.2.4. показано также как изменится распределение скорости ветра при пересчете на высоту оголовка ветроустановки. А в таблице 2.2.4 приведены результаты многолетних наблюдений распределения скорости ветра по направлениям и по интервалам скоростей на метеостанциях г. Новороссийска.

Для прогнозирования возможных режимов работы ВЭУ недостаточно иметь лишь суммарные оценки времени работы и простоя. Желательно знать из каких периодов складывается это время. Каково распределение этих периодов по длительности, насколько часто периоды простоя могут сменять периоды работы, какова максимальная длительность простоя. Эти данные дают непрерывные записи скорости ветра с помощью современных систем измерения на базе анемометров и румбомеров. На базе этих данных строится интегральная кривая повторяемости скорости.

Максимальная скорость ветра.

Максимальная скорость ветра является основной величиной для расчетов на устойчивость ВЭУ. максимальная скорость естественно различна на высоте флюгера и на высоте оголовка ВЭУ. На метеостанциях фиксируются максимальные скорости ветра возможные 1 раз в заданное число лет, например 1-5-10-20 лет.

В таблице 2.2.5. приведен пример данных по максимальным скоростям.

Таблица 2.2.5. Вероятность максимальных скоростей ветра

Метеостанции	Скорость ветра м/с на высоте флюгера 1 раз в				Скорость ветра на высоте 100 м 1 раз в			
	1 год	5 лет	10 лет	20 лет	1 год	5 лет	10 лет	20 лет
Мурманская	18	20	21	22	22	23	34	38
Архангельская	14	15	16	17	21	25	28	30
Мархотский перевал	50	56	58	63				

Максимальная нормативная величина скорости ветра на высоте флюгера, возможная 1 раз в заданное число лет для данной местности задается в справочниках строительных норм и правил [СНиП].

Нормативный скоростной напор по СНиП равен:

$$q = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{\max}^2 \quad (2.15), \text{ где}$$

ρ – плотность воздуха. Номинальная плотность воздуха ρ_0 равна 1,226 кг/м³, при температуре 15°C (288K) и давлении, равном 760 мм ртутного столба, т. е. на высоте уровня моря. В зависимости от температуры ($T_{(K)}$) и давлении (В мм. рт. ст.) давление рассчитывается по формуле.

$$\rho \approx \rho_0 \frac{288 \cdot B}{760 \cdot T_K} \quad (2.16)$$

Максимальная скорость в [2.15] должна приниматься усредненной за 2-х минутный интервал. Однако по флюгеру усредненное значение не получается, поэтому для максимальной скорости вводится поправка через коэффициент α .

$$\alpha = 0,75 + 5/V_{\text{мах изм}} < 1$$

с учетом поправки

$$V_{\text{нмах}} = \alpha \cdot V_{\text{мах изм}} \quad (2.17)$$

Для расчетов прочности и устойчивости ВЭУ необходимо учитывать порывы ветра и вызываемую ими динамическую добавку (коэффициент) к скоростному напору, которая определяется по формуле:

$$K_{\text{пор}} = V_{\Delta t, \text{мах}} / V_t, \quad (2.18) \text{ где,}$$

$V_{\Delta t, \text{мах}}$ – максимальная скорость ветра усредненная за более длительное время $\Delta t < t$.

Если принять $t = 2$ мин., то

$$V_{\text{нмах}} = K_{\text{пор}} \cdot \alpha \cdot V_{\text{мах изм}} \quad (2.19)$$

Коэффициент порывистости зависит от принимаемых значений Δt , t , V_t , высоты от поверхности земли, перехватости подстилающей поверхности и ряда других факторов.

Обычно на высоте флюгера $K_{\text{пор}} = 1,2 - 1,3$, а на высоте $K_{\text{пор}} = 1,15 \times 1,2$.

Данные об устойчивости ВЭУ к штормовому ветру приведены в приложении 2.1.

2.2.2. Энергетические характеристики ветра

При отсутствии турбулентности объем воздуха, проходящий в единицу времени через поперечное сечение площадью A перпендикулярное к вектору скорости ветра обладает кинетической энергией, вычисляемой по известной формуле. Поскольку речь идет об энергии в единицу времени, но это ни что иное, как мощность, итак

$$P_0 = m V^2 / 2 \quad (2.20)$$

где масса “ m ” воздуха определяется как масса воздуха в объеме цилиндра или параллелепипеда с площадью основания A и длиной равной скорости V . С учетом плотности воздуха ρ , мгновенная мощность равна:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A \cdot V^3 \text{ [Вт]} \quad (2.21)$$

Средняя удельная мощность за период времени (например, год) с учетом распределения скорости по градациям на этот период может быть определена по выражению:

$$\langle P \rangle = \sum_{i=1}^n P_{(vi)}^{mi} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^n V_i^3 \cdot t_i \quad (2.23)$$

$$\text{А удельная энергия } E_{\text{в}} = \langle P_{\text{уд}} \rangle \cdot T \quad (2.24)$$

Энергетическими характеристиками ветра являются валовой, технический и экономический ресурсы или потенциалы.

Валовый потенциал

Валовый (теоретический) потенциал ветровой энергии региона (страны, континента) – это часть среднесуточной суммарной ветровой энергии, которая доступна для использования на площади региона за течение одного года.

Рассматриваемый регион представляется как совокупность участков, или зон, в каждой из которых удельная мощность ветровой энергии, а также географические, климатические и погодные условия являются однородными по всей площади зоны. Как правило, зоны должны соответствовать расположению метеорологических станций. Валовый потенциал $W_{\text{в}}$, кВт·ч / год региона представляет сумму валовых потенциалов составляющих его зон.

Удельный валовый потенциал ветровой энергии зоны определяется средней удельной мощностью ветрового потока $\langle P \rangle$, кВт / м²:

$$W_{\text{в}} = \langle P \rangle \cdot T / 20 \quad (2.25)$$

где $T = 8760$ ч / год.

Рассмотрим вывод формулы [2.25], поскольку это является чрезвычайно важным моментом для определения всех энергетических характеристик. Валовой потенциал определяется в соответствии с допущением, что при обтекании воздушными потоками препятствия (“воздушной плотины”) высотой “ H ” возмущенный поток полностью восстанавливается на расстоянии равном $20H$ после препятствия.

Тогда модель определения валового потенциала ветровой энергии представляет систему “воздушных плотин” высотой H , ориентированных перпендикулярно направлению ветра и расположенных на плоской поверхности Земли с расстоянием $20H$ друг от друга.

Для каждой прямоугольной площадки со сторонами a и b ($S = ab$) с известной удельной энергией ($E_{\text{в}}$, Вт·ч / м²) проходящих над площадкой

воздушных масс задача определения валового потенциала сводится к определению величины пересекаемых воздушными потоками плоскостей и количества этих плоскостей (“рамок”) на площадке. Сказанное поясняется на рис. 2.2.5.

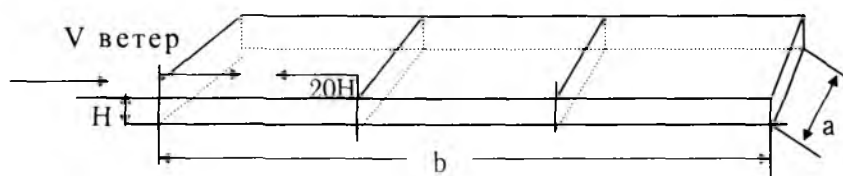


Рис. 2.2.5. Модель определения валового потенциала ветровой энергии

Очевидно, площадь “рамок” равна:

$$A = a H$$

а количество рамок на площадке

$$n_p = \frac{b}{20H}$$

Общая площадь, пересекаемая воздушными потоками

$$S_{расч} = A \cdot n_p = \frac{a \cdot H \cdot b}{20H} = \frac{S}{20}, \quad \text{где } S = ab; \quad (2.26)$$

Очевидно, что формула 2.26 не изменится, если стороны a и b поменять местами по отношению к скорости ветра. Тогда валовый потенциал ветровой энергии над участком площадью S будет равен,

$$W_B = E_B \cdot S_{расч} = E_B \cdot \frac{S}{20} = \frac{1}{40} \cdot \rho \cdot T \cdot S \cdot \sum_{i=1}^n v_i^3 \cdot t_i \quad (2.27)$$

Итак, получается, на первый взгляд, парадоксальный результат. Ветровая энергия в действительности зависит от площади сечения перпендикулярного скорости ветра, а в формуле (2.27) она зависит от площади на поверхности земли. Очевидно весь “фокус” в расстоянии, взятом между “воздушными” потоками.

Как видно из формулы валовой потенциал в явном виде не зависит от толщины слоя H . Эта зависимость проявляется через скорость ветра, которая применяется для расчета потенциала. Так в “Атласе ветров России” для определения потенциала взята скорость на высоте 50 м, что по современным параметрам ветроустановок видимо является недостаточным.

Тем не менее, приведенные в таблице 2.2.6 данные позволяют вычислить ориентировочные значения валового потенциала в любой точке России на базе удельного валового потенциала на высоте 50 м над поверхностью земли при различных географических характеристиках местности. Выделенные пять градаций среднегодовых скоростей ветра v , м/с, соответствуют значениям удельного валового потенциала ветровой энергии, представленным в табл. 2.2.6.

Таблица 2.2.6. Среднегодовые скорости ветра v , м/с, и удельные валовые потенциалы ветровой энергии территорий России $W_{\text{ув}}$, кВт·ч/(м² год) (на высоте 50 м над уровнем Земли).

Закрытая местность		Открытая местность		Морской берег		Открытое море		Холмы и горы	
v	$W_{\text{ув}}$	v	$W_{\text{ув}}$	v	$W_{\text{ув}}$	v	$W_{\text{ув}}$	v	$W_{\text{ув}}$
> 6,0	>110	>7,5	>220	> 8,5	> 310	> 9,0	>350	>11,5	>790
5-6,0	66-110	6,5-7,5	130-220	7,0-8,5	180-310	8,0-9,0	260-350	10-11,5	530-790
4,4-5,0	44-66	5,5-6,5	88-130	6,0-7,0	110-180	7,8-8,0	180-260	8,5-10	310-530
3,5-4,5	22-44	4,5-5,5	44-88	5,0-6,0	66-110	5,5-7,0	88-180	7,0-8,5	180-310
< 3,5	<22	< 4,5	<44	< 5,0	<66	< 5,5	<88	< 7,0	<180

Валовый потенциал зоны (территории) определяется по формуле

$$W_{\text{в}} = W_{\text{ув}} \cdot S, \quad (2.29)$$

где S , м², – площадь зоны земной поверхности.

Технический потенциал

Технический потенциал ветровой энергии региона – это суммарная электрическая энергия, которая может быть получена в регионе от использования валового потенциала ветровой энергии при современном уровне развития технических средств и соблюдении экологических норм.

Технический потенциал региона представляет сумму технических потенциалов составляющих его зон.

Технический потенциал, таким образом, зависит от параметров ветроэнергетической установки, среднегодовой скорости ветра в зоне на высоте оголовка, а также части площади зоны, пригодной для сооружения установки. Технический потенциал может быть определен по формуле:

$$W_T = W_B * C_p * \eta_r * \eta_p * S_T / S, \quad (2.30)$$

Где: C_p – коэффициент использования энергии ветра, который зависит от скорости ветра по сложному закону, изменяясь от максимального значения по Жуковскому-Бетцу, равного 0,593, до минимального порядка 0,05. Достигнутое максимальное значение составляет 0,4-0,45. Для указанных выше целей коэффициент принимается равным 0,2. Подробно этот вопрос рассмотрен в разделе 3.

η_r и η_p – соответственно КПД генератора и редуктора ветроустановки, значения которых можно принять равным 0,9;

S_T – площадь зоны (региона) на который с учетом технических и экологических ограничений возможно размещение ветроустановок. Предварительные оценки показывают, что величина этой площади может колебаться от 10 до 30% всей площади зоны (региона). Принимаем S_T равным 12%.

Подставляя в (2.30) указанные выше значения, получим соотношение между валовым и техническим потенциалами, равное: $W_T / W_B = 0,02$.

Экономический потенциал

Экономический потенциал ветровой энергии региона – это величина годового поступления электрической энергии в регионе от использования ВЭУ, получение которой экономически оправдано для региона при существующем уровне цен на строительномонтажные работы, оборудование, производство, транспортировку и распределение энергии и топлива и соблюдении экологических норм.

Экономический потенциал региона представляет сумму экономических потенциалов составляющих его зон.

На основе анализа данных по отводу площадей для размещения ветроэнергетических установок и технических характеристик ВЭУ в ведущих странах мира принимаем, что технический потенциал региона составляет 2% от его валового потенциала, а экономический потенциал составляет 0,5% от технического потенциала этого региона. В прил. 2.1. и 2.2. даны примеры расчетов ветроэнергетических ресурсов.

2.2.3. Распределение ресурсов ветровой энергии по федеральным округам Российской Федерации

Разработанные методы определения ветроэнергетических потенциалов и проведение расчетов для конкретных регионов (федеральных округов, субъектов Российской Федерации и России в целом) позволяют установить научно обоснованные зависимости удельных параметров потенциалов от характеристик ветровой обстановки в регионе и технико-экономических параметров ВЭУ, а также требования по эффективности установок к ресурсам их работы, капитальным затратам и ценам электроэнергетики из традиционных видов топлива.

В прил. 2.2. приведены выполненные расчеты ветроэнергетических потенциалов двух районов европейского Севера России: о. Харлов, Мурманской обл., и п. Мезень, Архангельской обл. Эти результаты не только являются примерами применения разработанных методик, но имеют и самостоятельное значение, представляя ветроэнергетические характеристики конкретных округов, причем потенциалы о. Харлов в действительности характеризуют районы России с максимальными значениями удельной ветровой энергии.

В табл. 2.2.7 представлено распределение валового, технического и экономического потенциалов ветровой энергии, выраженных в киловатт-часах и тоннах условного топлива по всем федеральным округам России и в России в целом, полученное на основе результатов расчета удельного валового потенциала по субъектам с учетом их географических характеристик.

При этом при пересчете потенциала из кВт·ч в условное топливо в соответствии с международной практикой, использованы два подхода:

а) определение потенциала ветровой энергии по объему замещения, т.е. по удельному расходу условного топлива на выработку одного кВт·ч электрической энергии на тепловых электростанциях, в расчете принято 340 г.у.т./кВт·ч (вторая строка в таблице);

б) определение потенциала ветровой энергии по теоретическому эквиваленту 1 кВт·ч $\cong$ 122,84 г.у.т. (третья строка в таблице).

Таблица 2.2.7. Распределение ресурсов ветровой энергии по федеральным округам Российской Федерации

Федеральный округ	Площадь, тыс. кв. км	Валовый ресурс округа, млрд кВт·ч/год млн.ту.т/год (зам) млн.ту.т/год	Технический ресурс округа, млрд кВт·ч/год млн.ту.т/год (зам) млн.ту.т/год	Экономический ресурс округа, млрд кВт·ч/год млн.ту.т/год (зам) млн.ту.т/год
Центральный округ	652.8	28717	71.79	0.36
		9764	24.41	0.12
		3528	8.82	0.04
Северо-Западный округ	1677.9	173034	432.58	2.16
		58831	147.08	0.74
		21255	53.14	0.27
Южный округ	589.2	70633	176.58	0.88
		24015	60.04	0.30
		8677	21.69	0.11

Окончание табл. 2.2.7

Федеральный округ	Площадь, тыс. кв. км	Валовый ресурс округа, млрд кВт.ч/год млн.ту.т/год (зам) млн.ту.т/год	Технический ресурс округа, млрд кВт.ч/год млн.ту.т/год (зам) млн.ту.т/год	Экономический ресурс округа, млрд кВт.ч/год млн.ту.т/год (зам) млн.ту.т/год
Приволжский округ	1035,9	94502	236,26	1,18
		32131	80,33	0,40
		11609	29,02	0,15
Уральский округ	1788,9	646795	1617,0	8,08
		219910	549,78	2,75
		79452	198,63	0,99
Сибирский округ	5114,8	605192	1513,0	7,56
		205765	514,41	2,57
		74342	185,85	0,93
Дальневосточный округ	6215,9	987762	2469,4	12,35
		335839	839,60	4,20
		121337	303,34	1,52
Россия в целом	17075,4	2606635	6516,6	32,6
		886256	2215,6	11,08
		320199	800,5	4,00

ГЛАВА 3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И КОНСТРУКЦИИ ВЕТРОУСТАНОВОК

3.1. Классификация ветроустановок

Ветроустановка (ВЭУ) преобразует кинетическую энергию ветра в механическую или электрическую энергию, удобную для практического использования. Механическая энергия, главным образом, используется для подъема воды в сельских или удаленных местностях. Ветроэнергетические установки производят электрическую энергию для бытовых или промышленных нужд, работают в общей электрической сети или автономно, или совместно с другими автономными электростанциями. Существует два основных вида установок: ветроустановки с горизонтальной осью вращения (рис. 3.1) и ветроустановки с вертикальной осью вращения (рис. 3.2). Ветроустановки с горизонтальной осью составляют около 98% всех ветроустановок, подключенных к сетям энергосистем.

Ветроустановка включает следующие основные элементы и узлы: ротор или ветроколесо, который преобразует энергию ветра в энергию вращения вала; кабину или гондолу, в которой обычно расположен редуктор (некоторые турбины работают без редуктора), генератор и другое механическое и электрическое оборудование; башню, которая поддерживает ротор и кабину; электрическое и электронное оборудование: панели управления, электрические кабели, система заземления, оборудование для подключения к сети, система молниезащиты и др.; фундамент, определяющий устойчивость ветроустановки при воздействии нагрузки.

Ветроэнергетические установки классифицируются по многим признакам: конструкции ветроколеса, положению его оси вращения по отношению к поверхности земли; принципу действия; скорости вращения и т.д.

При возможности взаимодействия воздушного потока с лопастями ветроколеса возникают соответствующие силы. Так если обозначить скорость воздушного потока V_0 , а скорость лопасти V , то результатом этого взаимодействия будет скорость потока относительно лопасти, которую обозначим $V_{\text{р}}$. При этом взаимодействия возникают: а) сила сопротивления F_c (drag force), параллельная вектору относительной скорости набегающего потока $V_{\text{р}}$; б) подъемная сила (lift force) $F_{\text{л}}$, направленная перпендикулярно силе F_c . В отличие от самолетов эта сила не поднимает ВЭУ, а заставляет вращаться ветроколесо; в) завихрение обтекающего лопасти потока воздуха, в результате которого возникает закрутка воздушного потока за ветроколесом, т.е. его вращение относительно вектора скорости набегающего потока V_0 ; г) турбулизация потока воздуха, т.е. хаотическое распределение скорости отдельных его частей по величине и направлению. При этом турбулентность возникает как перед лопастью, так и после неё; д) препятствие для набегающего потока. Последнее свойство характеризуется параметром, называемым геометрическим заполнением, которое равно отношению площади проекции лопастей на плоскость, перпендикулярную потоку (плоскость вращения лопастей) к ометаемой ими площади. Коэффициент геометрического заполнения прямо пропорционален количеству лопастей.

Как сказано выше, по расположению оси вращения ветроколеса ветроустановки делятся на горизонтально-осевые и вертикально-осевые (рис. 3.3).

Горизонтально-осевые ВЭУ

Практически все они пропеллерного типа. Вращающей силой этих ВЭУ является подъемная сила (lift). Относительно вектора скорости ветра ветроколесо в рабочем положении может располагаться перед башней (up wind) или после неё (down wind). В первом случае (“на ветер”) ВЭУ должно иметь устройство, удерживающее её в этом положении. В качестве таких устройств служат; флюгер или хвостовик (для очень малых ВЭУ, рис. 3.3 б1), виндрозный механизм – небольшое многолопастное колесо “уходящее” из-под ветра и тем самым автоматически устанавливающее основное ветроколесо на ветер (для ВЭУ мощностью до 250 кВт, рис 3.3. б2); электрический или гидравлический механизм, приводимый в движение датчиком направления скорости ветра (рис. 3.3 б3).

Во втором случае (“под ветер”) ветроколесо устанавливается автоматически, силой лобового давления (рис. 3.3 б4), но при этом оно частично затеняется башней и гондолой, которые турбулизируют поток, снижая тем самым эффективность использования энергии ветра. Все современные мощные ВЭУ ориентированы “на ветер”.

По числу лопастей ветроустановки бывают одно, двух, трех и многолопастные (рис. 3.3 а1, а2, а3 и а4 соответственно).

В электроветрогенераторах используются обычно двух- и трехлопастные колёса. Известны конструкции однолопастных ВЭУ мощностью до 300 кВт, однако они не получили распространения. Работами датских ученых было показано, что для мощных ВЭУ наиболее целесообразными являются 3-х лопастные ветроколеса, обеспечивающие плавность вращения и минимизирующие моменты воздействующие на ось ветроколеса.

Многолопастные ветроколеса развивают большой начальный момент при слабом ветре, поэтому используются для подъема воды. В них через кривошипный механизм вал ветроколеса связан со штангой поршневого насоса, чем и объясняется необходимость большого начального момента трогания. При увеличении скорости ветра эффективность таких ветроколес существенно снижается. В свою очередь все горизонтально-осевые ВЭУ по направлению вращения ветроколеса делятся на вращающиеся по часовой стрелке (clockwise) и против часовой стрелки (anti clockwise), если стать лицом к ветроколесу. Выбор направления вращения определяется в основном конструктивными решениями механизмов поворота лопастей и редуктора.

Вертикально-осевые ВЭУ

Такого рода ВЭУ не требуют ориентации на ветер и в этом их существенное преимущество. Второе преимущество – возможность располагать все механизмы внизу, а стало быть отсутствие необходимости сооружения мощной башни.

Однако у них имеются и принципиальные недостатки:

а) гораздо большая подверженность усталостным разрушениям, из-за часто возникающих автоколебательных процессов;

б) пульсация крутящего момента приводящая к пульсациям мощности и других параметров генераторов;

в) как показали последние результаты испытаний ВЭУ типа Даррье и Н-ротора мощностью 5 МВт, главной слабостью является подпятник – подшипник главного вала ВЭУ. Именно благодаря его разрушению прекращены попытки сооружения мощных ВЭУ с вертикальной осью. Хотя разработки ВЭУ небольшой мощности успешно продолжают.

Рассмотрим наиболее распространенные из них.

Чашечный ротор (анемометр, рис. 3.3 в1). Ветроколесо этого типа вращается силой сопротивления, форма чашечной лопасти обеспечивает почти линейную зависимость частоты вращения ветроколеса от скорости ветра в большем диапазоне скоростей: от 0 до 80 м/сек. Этим обстоятельством и объясняется использование данного ветроколеса в измерительных приборах, в качестве датчика скорости ветра.

Ротор Савониуса (рис. 3.3 в2). Это ветроколесо также вращается силой сопротивления. Его лопасти отличаются простотой и дешевизной. Первое ветроколесо автора (1922 год) изобретения финского инженера Савониуса (S.I. Savonius) вообще представляло собой разрезанную на две части бочку, посаженные на ось, как показано на рис. 3.3 в2. Вращающийся момент создается благодаря разнице моментов сопротивления, оказываемых воздушному потоку вогнутой и выпуклой относительно него лопастями ветра. Ветроколесо имеет большое геометрическое заполнение, а значит и большой начальный момент, что необходимо для водоподъемных механизмов.

Ротор Даррье (рис. 3.3 в2). В конструкции французского инженера (Darrieus) вращающийся момент создается подъемной силой. Ротор представляет собой две или три тонких изогнутых лопасти, имеющие аэродинамический профиль. Подъемная сила максимальна когда лопасть пересекает набегающий воздушный поток и минимальна когда лопасть движется параллельно потоку. Таким образом за один оборот лопасть дважды подвергается максимальному и минимальному моменту, что и является причиной большинства усталостных разрушений.

Ротор Даррье начать вращаться самостоятельно не может, поэтому для его запуска используется либо генератор в режиме двигателя, либо специальный двигатель. Необходимость иметь независимый источник питания для запуска существенно снижает возможности распространения данного типа ВЭУ.

Ротор Масгрува (рис. 3.3 г1). Вращающийся момент создается также подъемной силой. Две лопасти ротора, имеющие аэродинамический профиль, в начальный стартовый момент расположены вертикально. По мере увеличения скорости ветра лопасти начинают складываться, уменьшая подъемную силу за счет уменьшения ометаемой площади. И при максимальной расчетной скорости ветра ветроколесо останавливается при полном складывании лопастей. Как и ротор Даррье, этому ротору необходимо дать начальное вращение.

Ротор Эванса или Н-ротор (рис. 3.3 г2). Вращающий момент создается также подъемной силой двух вертикально расположенных лопастей с аэродинамическим профилем. Для его запуска также требуется раскрутка, а для остановки используется поворот лопастей на 90 градусов вокруг вертикальной оси. Как сказано выше, попытки сооружения ВЭУ 5 МВт с Н-ротором закончились неудачей, однако исследования продолжаются.

Концентраторы. Мощность ветроустановки в свободном потоке существенно ограничивается физической сущностью процесса. Предельное значение коэффициента использования ветра в этом случае равно 0,593 (см. 3.2).

Одним из способов повышения эффективности использования ветра является применение специальных концентраторов (ускорителей) воздушного потока (рис. 3.4), на процессы в которых не распространяется указанное выше ограничение. Для горизонтально-осевых ветроэнергетических установок были предложены различные виды концентраторов: диффузоры или конфузоры (дефлекторы), в конечном счете направляющие на ветроколесо воздушный поток с площади большей, чем ометаемая ветроколесом. Однако существенного распространения такого типа ВЭУ не получали. По мнению автора область применения таких ВЭУ ограничена в лучшем случае двумя – тремя десятками кВт. Т.к. размеры концентратора увеличивают “парусность” гондолы, что приводит к необходимости усиления башни и фундамента и в конечном счете к повышению их стоимости. Неизбежно возникнут трудности с ориентацией ВЭУ на ветер.

В заключение рассмотрим еще несколько общих замечаний и классификаций.

* Установки, использующие силу сопротивления (drag-машины) вращаются с линейной скоростью, меньшей скорости ветра, а в установках, использующих подъемную силу (lift-машины), линейная скорость концов лопастей существенно выше скорости ветра. Эта ситуация подобна ситуации с парусными судами, которые могут двигаться быстрее ветра;

* Геометрическое заполнение ветроколеса, зависящее в основном от количества лопастей, является важным параметром, определяющим эксплуатационные качества ВЭУ. Ветроколесо с большим геометрическим заполнением развивает значительную мощность при относительно слабом ветре и малой скорости вращения, поэтому используется в механических системах (в основном для водоподъема). Ветроколеса с малым геометрическим заполнением развивают максимальную мощность при значительной скорости ветра и большой скорости вращения, поэтому используются для привода электрогенераторов, требующих большой скорости вращения. Напомним, что наиболее часто встречающаяся скорость вращения электрогенераторов: для ВЭУ 500 – 750 – 1000 – 1500 и 3000 об/мин.

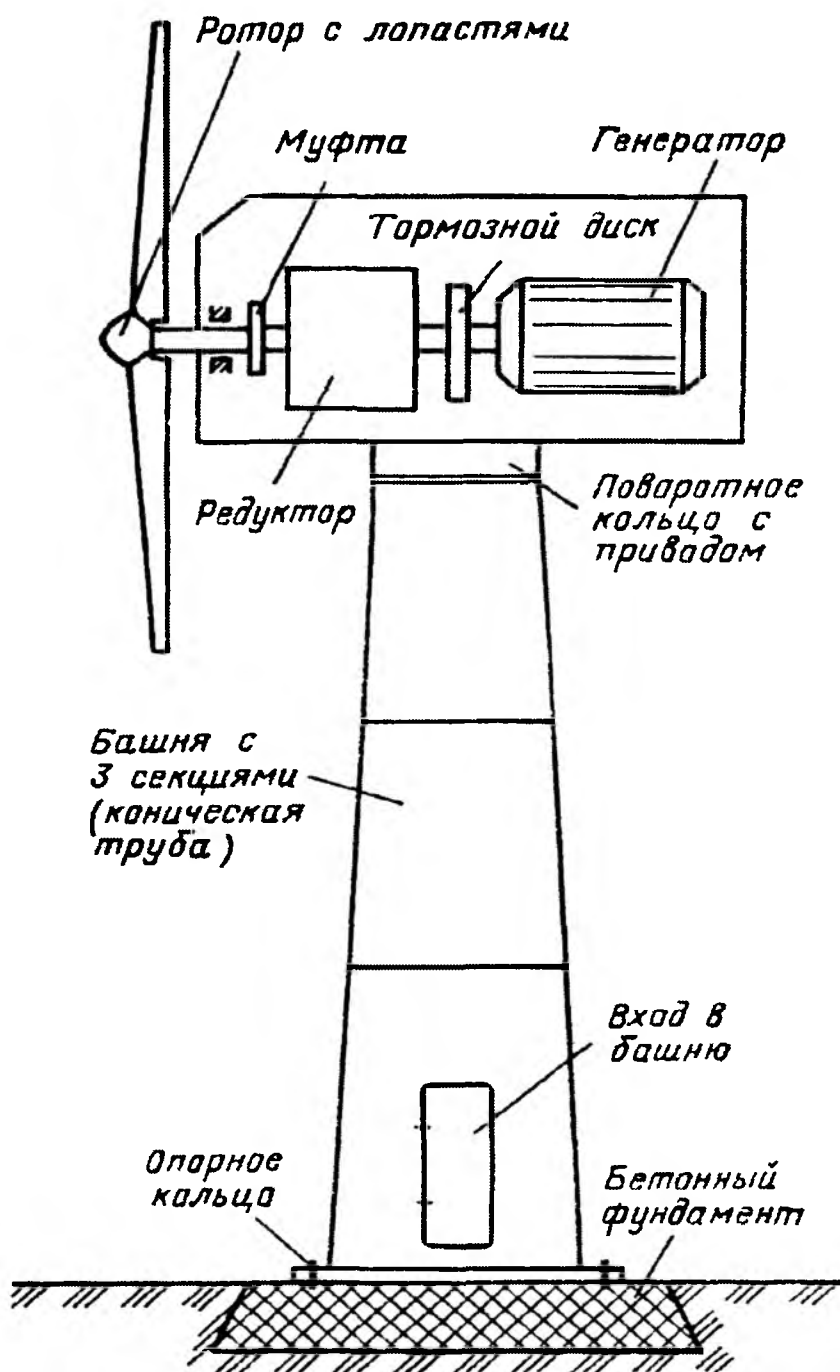


Рис. 3.1. Ветроустановка с горизонтальной осью вращения

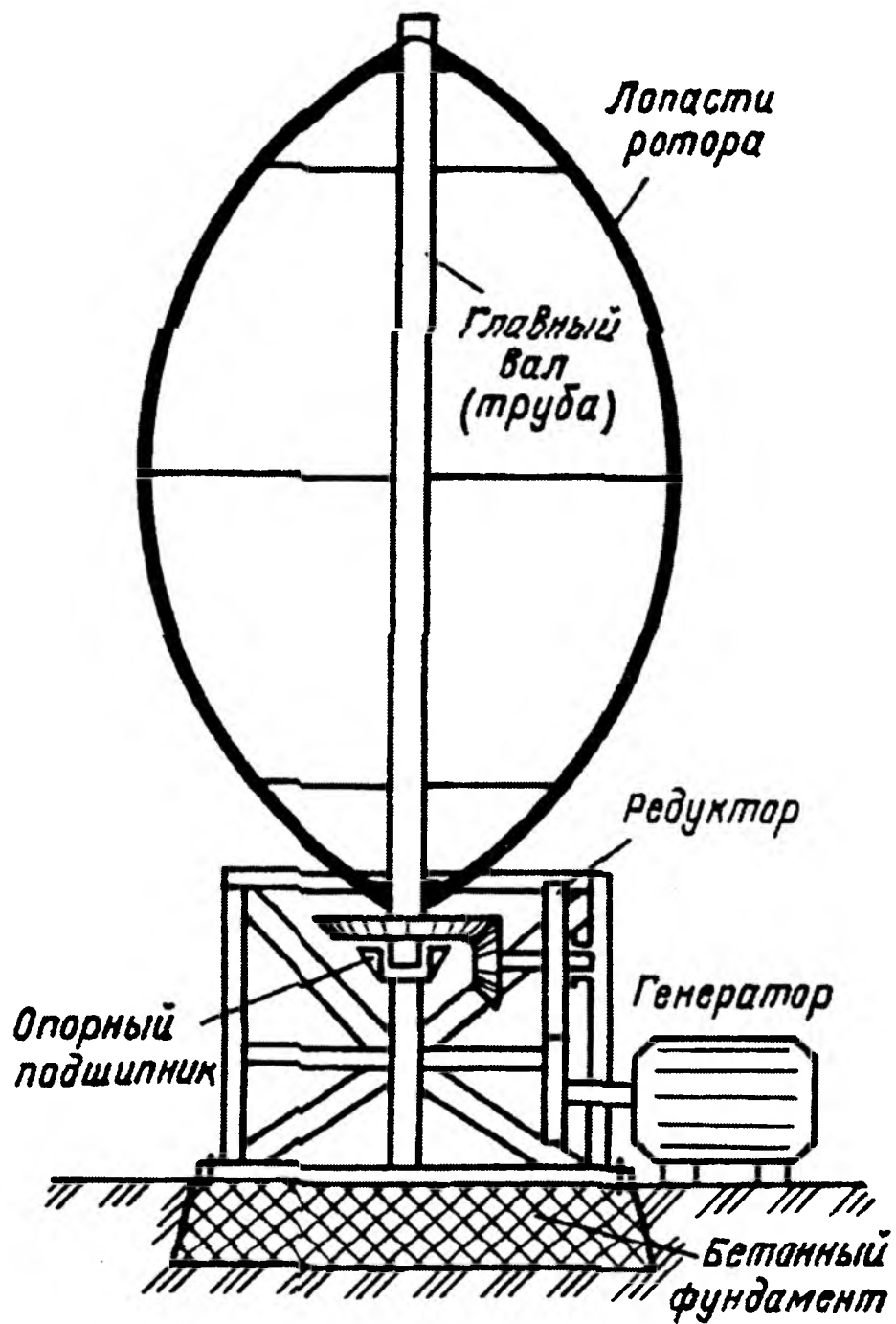


Рис. 3.2. Ветроустановка с вертикальной осью вращения (ротор Даррье)

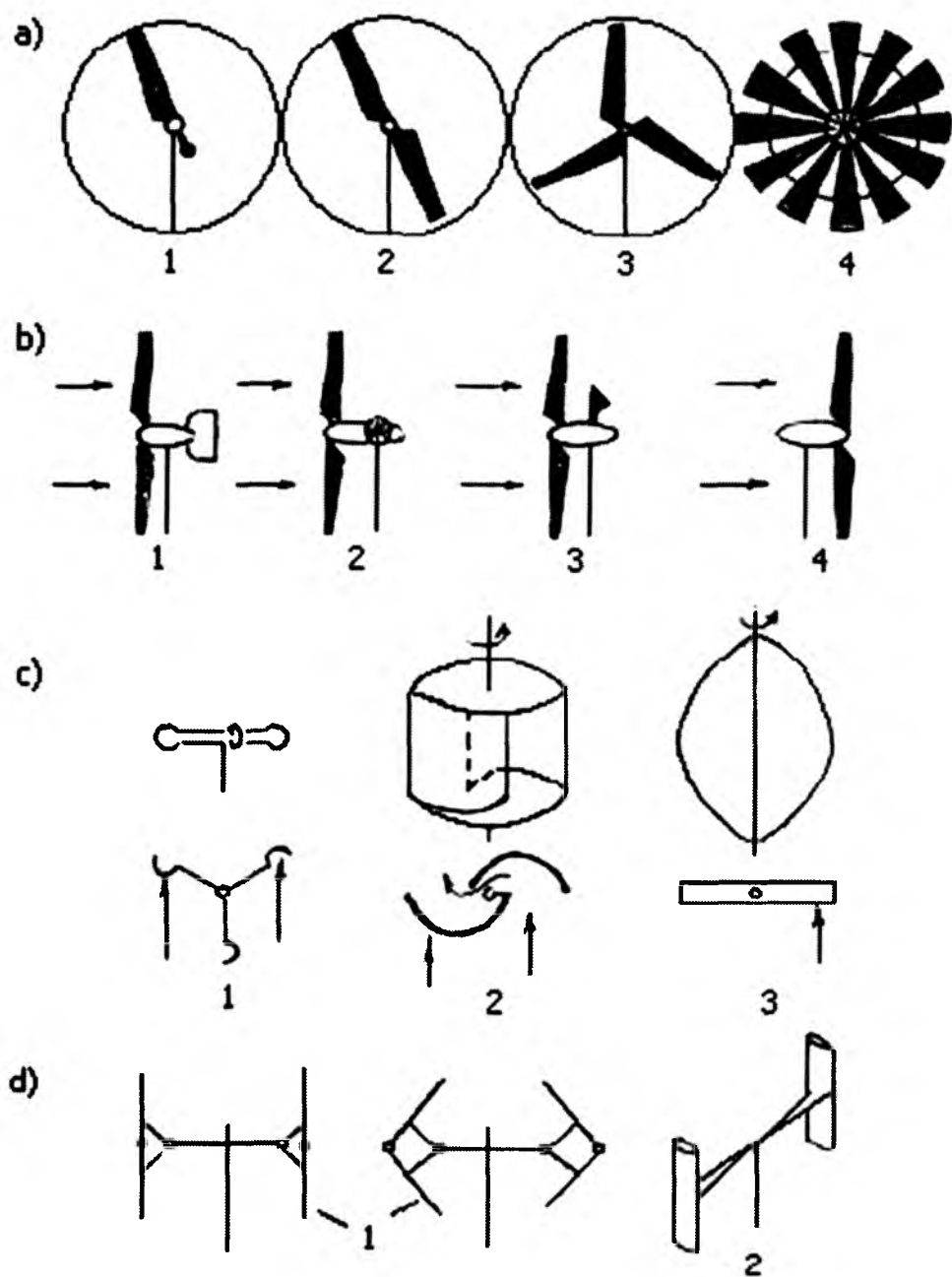


Рис. 3.3. Типы ветроколес

* Следующий признак классификации современных ветроустановок по частоте вращения: ВЭУ с постоянной или переменной скоростью вращения. Точнее современные ВЭУ делятся на три класса: с постоянной скоростью вращения; ступенчатым изменением скорости вращения (обычно две ступени) и непрерывным изменением скорости вращения.

Первый тип ВЭУ превалировал до 1980-х годов для ветроустановок, работающих в энергосистеме. Ступенчатое изменение скорости вращения осуществляется либо наличием у ВЭУ двух электрогенераторов; либо переключением числа пар полюсов в обмотке генератора. При слабом ветре на первой ступени скорости работает генератор малой мощности (до 20% от мощности большого генератора), при увеличении скорости до расчетного предела происходит переключение на большой генератор или на меньшее значение числа пар полюсов у основного генератора.

Непрерывное изменение скорости вращения в настоящее время осуществляется двумя путями: применением асинхронизированных электрогенераторов или применением системы: генератор (на выходе переменная частота и напряжение) – выпрямитель (на выходе постоянный ток) – инвертор (на выходе частота сети 50 или 60 гц). Подробнее этот вопрос рассмотрен в п. 3.5. Здесь лишь укажем, что изменение (увеличение) частоты вращения ветроколеса при изменении (увеличении) скорости ветра позволяет в конечном счете увеличить эффективность использования энергии ветра. А наличие буфера (выпрямителя) между электрогенератором и электрической сетью позволяет существенно снизить влияние флуктуации мощности ветра.

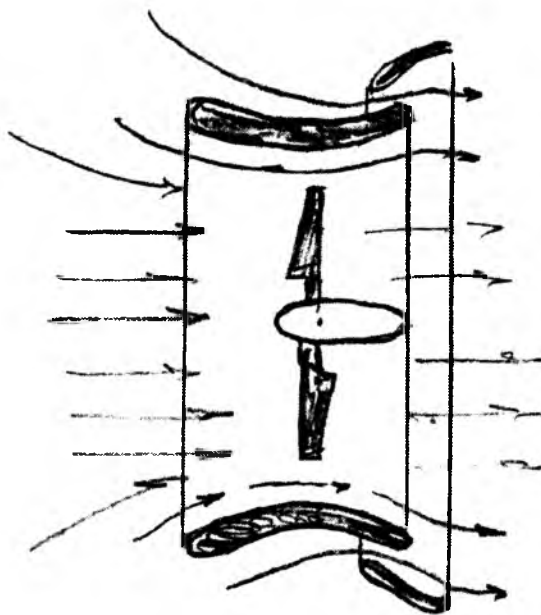


Рис. 3.4. Концентратор ветрового потока

3.2. Основы теории ветроэнергетических установок

Как было показано в п. 2.2.2. мощность ветрового потока определяется выражением (рис. 3.5а)

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho \cdot A_1 \cdot v_0^3 \cdot [Bm] \quad (3.1)$$

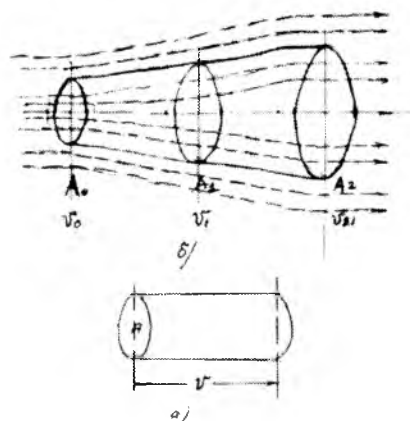


Рис. 3.5. Схема к расчету мощности ветрового потока (а) и модель взаимодействия ветрового потока и ветроколеса (б)

По теории ветроколеса при свободном потоке проходящей через ветроколесо воздух не терпит разрыва, а само колесо заменяется тонким проницаемым диском при взаимодействии с которым воздушный поток отдает ему часть энергии, в результате чего давление в потоке ветра уменьшается и в ламинарный поток вносятся возмущения, влиянием которых в первом приближении пренебрегают. Указанные на рис. 3.5 б ометаемая ветроколесом площадь (A_1) и площади поперечных сечений потока до и после ветроколеса (A_0 и A_2) находятся за пределами возмущенной ветроколесом области, причем сечение A_2 находится в месте наименьшей скорости потока.

Действующая на ветроколесо сила F_1 равна изменению количества движения, проходящего через него воздуха массой m в единицу времени, т.е.

$$F_1 = mv_0 - mv_2 \quad (3.2)$$

Мощность ветроколеса, т.е. мощность развиваемая этой силой, зависит от скорости ветра в его сечении и равна:

$$P = F_1 \cdot v_1 = (v_0 - v_2)v_1 \quad (3.3)$$

Но эта мощность по своей сути есть энергия, теряемая ветровым потоком, взаимодействующим с ветроколесом в единицу времени. Она является разностью кинетических энергий в сечениях A_0 и A_2 т.е.

$$P_w = \frac{1}{2}mv_0^2 - \frac{1}{2}mv_2^2 = \frac{1}{2}m(v_0^2 - v_2^2) \quad (3.4)$$

Приравнивая 3.3 и 3.4 и сократив на "m", получаем:

$$(v_0 - v_2)v_1 = \frac{1}{2}(v_0^2 - v_2^2) = \frac{1}{2}(v_0 - v_2)(v_0 + v_2) \quad (3.5)$$

Отсюда

$$v_1 = \frac{v_0 + v_2}{2} \quad (3.6)$$

Из (3.6) следует очень интересный вывод: скорость воздушного потока в плоскости ветроколеса не может быть меньше половины скорости набегающего потока. В самом деле, если в (3.6) v_2 положить равной нулю, то v_1 будет равно $0,5 v_0$. Но г.к. v_2 равной нулю быть не может, то v_1 всегда больше $0,5 v_0$.

Имея ввиду, что масса воздуха, проходящая через сечение A_1 в единицу времени равна:

$$m = \rho \cdot A_1 \cdot v_1 \quad (3.7)$$

то выражение для мощности ветроколеса приобретает вид:

$$P = \rho \cdot A_1 \cdot v_1^2 (v_0 - v_2) \quad (3.8)$$

а после замены в (3.8) v_2 из (3.6) ($v_2 = 2v_1 - v_0$) получаем окончательную формулу для мощности ветроколеса:

$$P = \rho \cdot A_1 \cdot v_1^2 [v_0 - (2v_1 - v_0)] = 2\rho A_1 (v_0 - v_1) \cdot v_1^2 \quad (3.9)$$

Вводится понятие – коэффициент торможения потока "а" – как относительное (по отношению к скорости набегающего потока v_0) уменьшение в ветроколесе скорости набегающего потока, которое по определению равно:

$$a = \frac{v_0 - v_1}{v_0} \quad (3.10)$$

$$\text{тогда} \quad v_1 = (1 - a)v_0 \quad (3.11)$$

а с учетом (3.6)

$$a = \frac{v_0 - v_2}{2v_0} \quad (3.12)$$

Коэффициент "а" называется также коэффициентом индукции или коэффициентом возмущения.

В результате проведенных выше преобразований коэффициент может быть определен экспериментально, т.к. возможность измерения скоростей v_0 и v_2 объективно имеется, а в плоскости ветроколеса (v_1) отсутствует.

Подставляя (v_1) из (3.11) в (3.9) получаем выражение для мощности ветроколеса:

$$P = 2\rho \cdot A_1 \cdot (1 - a)^2 \cdot v_0 [v_0 - (1 - a)v_0] = 2\rho A_1 v_0^3 (1 - a)^2 \cdot a =$$

$$= \frac{1}{2} \rho A_1 v_0^3 \cdot 4a(1-a)^2 \quad (3.13)$$

Сравнивая выражения (3.1) и (3.13) получаем, что

$$P = C_p \cdot P_0 \quad (3.14)$$

$$\text{где } C_p = 4a(1-a)^2, \quad (3.15)$$

коэффициент эффективности использования мощности ветрового потока или коэффициент мощности. Беря производную по “а” выражения (3.15) и приравнявая её нулю, получим, что максимальное значение C_p достигается при значении

$$a = \frac{1}{3}, \text{ а } C_{p \max} = \frac{16}{27} = 0,59259 \cong 0,593 \quad (3.16)$$

Т.е. в самом лучшем случае на ветроустановке можно использовать чуть больше половины мощности ветрового потока. Это объясняется тем, что воздушный поток должен обладать кинетической энергией чтобы покинуть окрестность ветроколеса. Максимальное значение коэффициента C_p (3.16) в зарубежной литературе называется критерием Бетца, однако независимо от него это значение было получено Н.Е. Жуковским и по справедливости его следовало бы именовать критерием Бетца-Жуковского. Оно справедливо для любой энергетической установки использующей энергию свободного потока жидкости или газа. Такие гидростанции называются свободно потоковыми. Для традиционных гидростанций вода подводится через напорный трубопровод и выражение для определения мощности определяется напором и расходом воды.

Зависимость коэффициента C_p от коэффициента торможения “а” представлена на рис. 3.6. Практические зависимости этого коэффициента от скорости ветра для реальных ВЭУ рассмотрены в 3.3.

Иногда в технических данных на ветроустановку приводится значение коэффициента полезного действия существенно превышающего критерий Бетца-Жуковского. Очевидно, в этом случае имеется в виду отношение фактической мощности ВЭУ к теоретически возможной, которое может быть определено по выражению:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{P_{\text{факт}}^{\text{вэу}}}{P_{\text{расч}}^{\text{вэу}}} = \frac{C_p^{\text{факт}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}} \cdot P_0}{C_p^{\text{расч}} \cdot P_0} = \frac{C_p^{\text{факт}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}}}{C_p^{\text{расч}}} \quad (3.17)$$

где: $\eta_{\text{мех}}$ – кпд механической передачи мощности от ветроколеса к генератору;

$\eta_{\text{эл}}$ – кпд генератора и электрической схемы преобразования;

$C_p^{\text{расч}}$ – расчетный коэффициент мощности;

$C_p^{\text{факт}}$ – фактический коэффициент мощности.

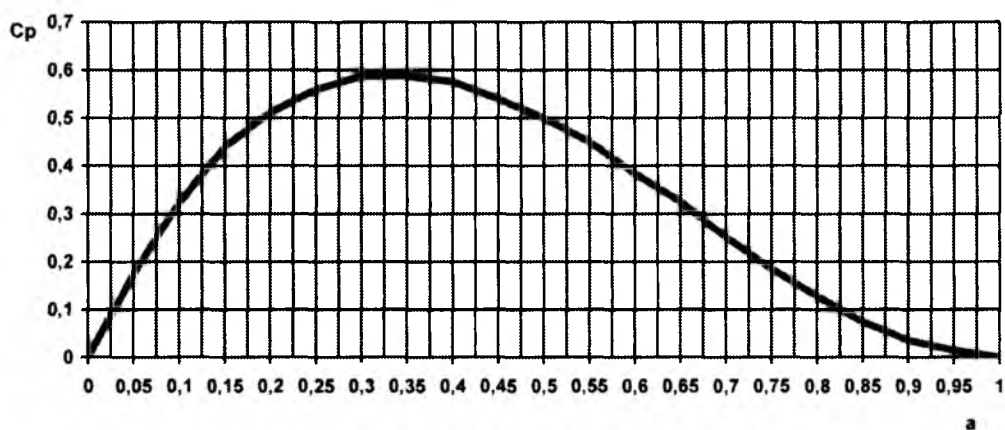


Рис. 3.6. Зависимость коэффициента мощности (C_p) от коэффициента торможения потока (a)

Лобовое давление на ветроколесо

Как известно установившееся течение несжимаемой идеальной жидкости описывается уравнением Бернулли. Принимая это уравнение за основу, определяем нагрузку, испытываемую ветроколесом. Эта нагрузка возникает вследствие разности давлений Δp в набегающем потоке непосредственно до и после ветроколеса, которое по-прежнему считаем непроницаемым диском с площадью A_1 (рис. 3.7).

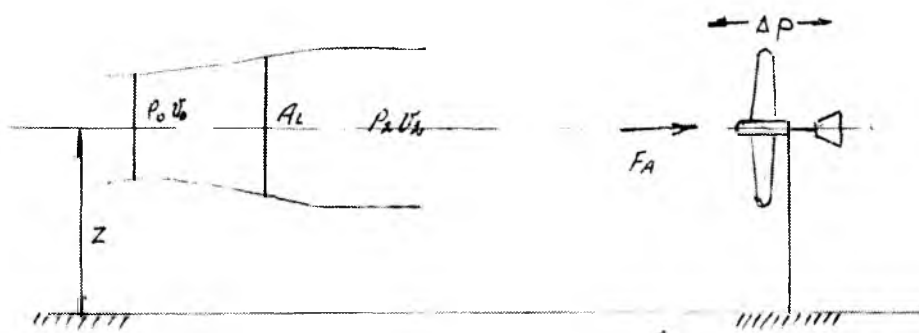


Рис. 3.7. К определению лобового давления

Итак, в соответствии с уравнением Бернулли устанавливаем постоянство давления и скорости, для нашего случая запишем:

$$\frac{P_0}{\rho_0} + g \cdot z_1 + \frac{v_0^2}{2} = \frac{P_2}{\rho_2} + g \cdot z_2 + \frac{v_2^2}{2} \quad (3.18)$$

Изменение величины высоты “z” и плотности воздуха “ ρ ” незначительны по сравнению с основными величинами поэтому можно записать:

$$\Delta P = P_0 - P_2 = \frac{(v_0^2 - v_2^2) \cdot \rho}{2} \quad (3.19)$$

здесь ΔP – перепад статического давления на диске, а $\frac{\rho v^2}{2}$ – динамическое давление. Максимальный перепад давления будет в случае, если $v_2 = 0$, т.е.

$$\Delta P_{\text{макс}} = \frac{\rho v_0^2}{2}, \quad (3.20)$$

а максимальная осевая нагрузка, действующая на ветроколесо, равна:

$$F_{\text{Амакс}} = \frac{\rho A_1 \cdot v_0^2}{2} \quad (3.21)$$

В горизонтально-осевых ВЭУ эта сила действует по оси ветроколеса и называется лобовым давлением.

С другой стороны, сила, действующая на ветроколесо, может быть вычислена через изменение количества движения набегающего потока, т.е. сила равна: $F_A = m(v_0 - v_2)$ (3.22)

Подставляя в (3.22) формулу массы (3.7), значение скоростей в плоскости ветроколеса v_1 (3.11) и значение коэффициента торможения потока a (3.12) получаем: $(v_0 - v_2) = 2av_0$,

$$F_A = \rho \cdot A_1 \cdot v_1 (2av_0) = \rho A_1 (1-a)v_0 \cdot 2v_0 \cdot a = \frac{\rho A_1 v_0^2}{2} \cdot 4a(1-a) \quad (3.23)$$

$$F_A = \frac{C_F \cdot \rho A_1 \cdot v_0^2}{2} \quad (3.24)$$

Это означает, что если значение $\frac{\rho A v_0^2}{2}$ можем представить как силу, действующую на непроницаемый диск, площадью A_1 , то сила, действующая на ветроколесо умножается на коэффициент C_F , называемый коэффициентом лобового давления и равным:

$$C_F = 4a(1-a) \quad (3.25)$$

Его наибольшее значение, равное единице, достигается при $a = \frac{1}{2}$, что соответствует значению скорости $v_2 = 0$.

Как показано выше, наибольшее значение $C_F = \frac{16}{27}$ (критерий Бетца-Жуковского) достигается при $a = \frac{1}{3}$, то ему соответствует значение $C_F = \frac{8}{9}$.

Из-за завихрения потока на краях сметаемой поверхности коэффициент C_F непроницаемого диска, каковым представлено на модели ветроколеса, на самом деле превышает единицу и равен примерно 1,2. Это говорит в пользу теории представления ветроколеса непроницаемым диском и определяет модель представляющую ветроколесо обтекающим невозмущенным потоком в промежутках между лопастями. Особенно несостоятельно такое представление ветроколеса при его работе в зоне максимального значения C_p , когда ветроколесо оказывает максимальное сопротивление ветровому потоку.

Как видно из (2.24) ветровая нагрузка на ветроколесо возрастает пропорционально квадрату скорости набегающего потока, поэтому на современных ВЭУ средней и большой мощности приходится ограничивать рабочую скорость ветроколеса величиной 20-25 м/с. Это производится путем поворота лопастей в нерабочее положение, ветроколесо останавливается и сила лобового давления резко падает, т.к. ветроколесо становится "прозрачным" для ветра. В ветроустановках очень малой и малой мощности при максимальной рабочей скорости ветра используется принцип "ухода" из-под ветра в горизонтальной или вертикальной плоскости, благодаря чему они автоматически останавливаются.

Ветроустановки, использующие силу лобового сопротивления

Как было показано выше, такими ветроустановками являются ВЭУ с вертикальной осью. В общем виде схему работы таких ветроустановок можно представить в виде пластинки площадью A перемещающийся со скоростью v под действием скорости ветра v_0 . Предполагая, что при обратном движении пластинка складывается и не оказывает сопротивления, то наибольшая сила лобового сопротивления $F_{\max}$ равна:

$$F_{\max} = \frac{\rho A (v_0 - v)^2}{2} \quad (3.26)$$

В реальных условиях сила лобового сопротивления (F_p) отличается от $F_{\max}$. Это отличие учитывается коэффициентом C_D , тогда:

$$F_p = \frac{C_D \cdot \rho \cdot A (v_0 - v)^2}{2} \quad (3.27)$$

Энергия, передаваемая пластинке в единицу времени, т.е. мощность вертикально-осевой ВЭУ равна:

$$P_p = F_p \cdot v = \frac{C_D \cdot \rho \cdot A \cdot (v_0 - v)^2 \cdot v}{2} \quad (3.28)$$

Исследуя (3.28) на максимум определяем, что максимальное значение P_p достигается при $v = \frac{v_0}{3}$ и равно:

$$P_{p \max} = \frac{4}{27} \cdot C_D \cdot \frac{\rho \cdot A \cdot v_0^3}{2} \quad (3.29)$$

с другой стороны мощность вертикально осевой ВЭУ через мощность ветрового потока определяется известным выражением: $P_p = C_p \cdot P_0$, а

$$P_{p\max} = C_{p\max} \cdot P_0 = \frac{C_{p\max} \cdot \rho \cdot A \cdot v_0^3}{2} \quad (3.30)$$

Приравнявая (3.29) и (3.30) получаем:

$$C_{p\max} = \frac{4}{27} C_D \quad (3.31)$$

Значение коэффициента лобового сопротивления C_D зависит от формы обтекаемого тела и изменяется от нуля до 1,5, что имеет место для вогнутых чашек анемометра. Соответствующий максимальному значению C_D коэффициент мощности C_p равен:

$$C_{p\max} = \frac{4}{27} \cdot 1,5 = \frac{6}{27} = 0,22 \quad (3.32)$$

Имея в виду, что максимальные значения коэффициента мощности C_p горизонтально-осевых ВЭУ равно $C_{p\max} = 0,595$ (критерий Бетца-Жуковского), констатируем следующий вывод.

При одинаковом сечении набегающего потока у ветроколес, использующих силу сопротивления, значение коэффициента мощности почти в три раза ниже, чем у ветроколёс, использующих подъемную силу. И это различие ещё более возрастает если учитывать сопротивление возвращающихся против ветра лопастей (чашек).

Повысить кпд удалось в некоторых модификациях ветроколеса Савониуса путем сочетания силы сопротивления и подъемной силы.

Быстроходность. Это понятие определяет эффективность работы ветроколеса. Рассмотрим два крайних режима, неэффективность которых понятна на качественном уровне. Первый, когда лопасти ветроколеса расположены так часто или ветроколесо вращается так быстро, что каждая лопасть вращается в турбулизированном потоке, возмущенном предыдущими лопастями. В результате ветроколесо “перемалывает” воздух и отдача от него минимальная. Второй крайний случай, когда лопасти расположены так редко, или колесо вращается так медленно, что значительная часть потока проходит через поперечное сечение ветроколеса не взаимодействуя с его лопастями. Отсюда следует, что для достижения максимальной эффективности, частота вращения ветроколеса имеющего определенное количество лопастей, должна как-то соответствовать скорости ветра. Рассмотрим соотношения определяющие это соответствие.

Эффективность работы ветроколеса, следовательно, определяется соотношением двух характерных промежутков времени: Δt_n , за которое лопасть перемещается на расстояние, равное расстоянию между лопастями; и Δt_m , за которое создаваемое лопастями возмущение воздушного потока переместится на

расстояние, равное его длине. Промежуток времени Δt_* зависит от размера и профиля лопастей и изменяется обратно пропорционально скорости ветра.

Промежуток времени Δt_n для n -лопастного ветроколеса, вращающегося с угловой скоростью ω , равно:

$$\Delta t_n \approx \frac{2\pi}{n\omega} \quad (3.33)$$

Напомним, что угловая скорость вычисляется по формуле

$$\omega = \frac{2\pi \cdot N}{60} \quad (3.34)$$

где N – скорость вращения ветроколеса, об/мин. Промежуток времени существования в плоскости ветроколеса создаваемого лопастью возмущения примерно равен:

$$\Delta t_* \approx \frac{d}{v_0} \quad (3.35)$$

где: v_0 – скорость набегающего потока воздуха;

d – характерная длина возмущенной лопастью области воздушного потока.

Очевидно, что эффективность использования энергии воздушного потока будет максимальной, если $\Delta t_n = \Delta t_*$, или учитывая (3.33) и (3.35) имеем:

$$\frac{2\pi}{n\omega} = \frac{d}{v_0}, \text{ или } \frac{n\omega}{v_0} = \frac{2\pi}{d}; \quad (3.36)$$

По определению коэффициент быстроходности равен:

$$Z = \frac{\text{Скорость конца лопасти}}{\text{Скорость ветра}} = \frac{R \cdot \omega}{v_0} \quad (3.37)$$

Домножая обе части (3.36) на радиус ветроколеса R получаем условие, определяющее максимальную эффективность его работы:

$$\frac{n \cdot \omega \cdot R}{v_0} = \frac{2\pi R}{d}, \text{ или } \frac{\omega \cdot R}{v_0} = \frac{2\pi \cdot R}{d \cdot n}; Z = \frac{2\pi \cdot R}{d \cdot n} \text{ или}$$

$$Z = \frac{2\pi}{n} \frac{R}{d} \quad (3.38)$$

Длину возмущенной лопастью области можно представить зависящей от радиуса ветроколеса, выразив эту зависимость коэффициентом “К”, т.е. $d \approx k \cdot R$. Тогда формула оптимальной быстроходности равна:

$$Z_0 = \frac{2\pi}{Kn} \quad (3.39)$$

Из практики известно, что $K \approx \frac{1}{2}$, тогда оптимальная быстроходность равна:

$$Z \approx \frac{4\pi}{n} \quad (3.40)$$

Выражения (3.39) и (3.40) в силу приближений не совсем строги, однако они дают хорошую ориентировку для выбора скорости вращения ветроколеса.

На рис. 3.8 представлены зависимости коэффициента эффективности использования мощности ветрового потока C_p от быстроходности ветроколеса Z , для различных ветроколёс.

Условием максимально возможного “съема” энергии ветра является поддержание C_p в зоне наибольшего значения, т.е. необходимо обеспечить более или менее постоянным значения быстроходности. Согласно (3.37) при уменьшении скорости ветра (v_0) необходимо снизить число оборотов ветроколеса (ω) и наоборот. Вот почему большинство современных ветрогенераторов предпочитают переменную скорость вращения ветроколеса, в довольно широком диапазоне.

Так ВЭУ Enercon E82 (мощность 2000 кВт, диаметр ротора 82 м) диапазон скорости вращения ветроколеса составляет 6-19,9 м/с, т.е. максимум больше минимума в 3 с лишним раза, а Enercon E112 (мощность – 4500 кВт, диаметр ротора – 114 м) диапазон скорости вращения ветроколеса составил: 8-13 м/с.

Кстати говоря условие постоянства быстроходности в конкретных конструкциях ВЭУ осуществляется посредством поддержания постоянства угла φ , равного сумме углов: угла атаки (α) и (γ) – угла установки лопасти (угол заклинивания). Угол атаки – это угол между вектором скорости ветра относительно лопасти и хордой сечения лопасти. А угол установки лопасти – угол между хордой сечения лопасти и вектором, перпендикулярным вектору скорости в плоскости ветроколеса. Наряду с критерием Бетца-Жуковского, Глауэром исследован идеальный пропеллер и выведена зависимость между максимальным значением C_p и быстроходности, представленная на рис. 3.8. Представленные на этом рисунке зависимости позволяют достаточно однозначно судить о возможностях ветроколес разных конструкций в использовании энергии ветра.

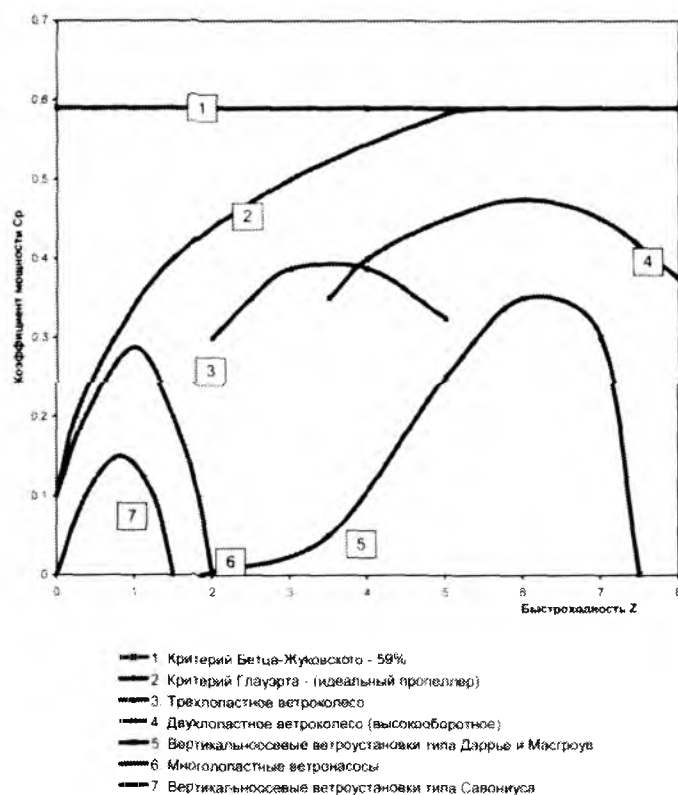


Рис. 3.8. Зависимость коэффициента мощности C_p от быстроходности Z

Так вертикально-осевые ветроустановки типа Савониуса имеют максимальное значение $C_p \approx 15\%$, что в 4 раза меньше критерия Бетца-Жуковского. По рис. 3.8 $C_{p \max}$ трехлопастного ветроколеса не превышает 40%. Однако C_p современных 3-х лопастных ветроколес на практике уже достигло 45% (см. § 3.3.). Это указывает на относительность максимальных значений указанных на рис. 3.8, полученных при существенных упрощениях процессов.

В заключении отметим, что быстроходность ветроколеса является самым важным его параметром, определяющим основные конструктивные решения по ветроустановке.

Она зависит от трёх основных величин: диаметра ветроколеса, скорости вращения ветроколеса и скорости ветра.

Соображения относительно эффективности использования энергии ветра работают в диапазоне увеличения скорости ветра от стартовой до номинальной. При повышении скорости ветра номинального значения начинает действовать фактор ограничения мощности и ветроколесо принудительно вводится в режим снижения C_p . Характеристика ВЭУ представляется в виде прямой, параллельной оси абсцисс, т.е. мощность ВЭУ остается постоянной, хотя скорость ветра увеличивается.

3.3. Мощность и энергия, вырабатываемая ветроустановкой

Как было показано выше, формула мощности ветроустановки имеет вид.

$$P_{ВЭУ} = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 [Вт] \quad (3.41)$$

Поскольку ометаемая ветроколесом площадь имеет форму круга, то $A = \frac{\pi D^2}{4}$, учитывая, что энергия от ветроколеса передается через редуктор, то необходимо учесть кпд редуктора ($\eta_{мех}$), а также кпд генератора, или точнее кпд преобразования электрической энергии ($\eta_{ген}$). Тогда, выражая мощность ВЭУ в киловаттах (3.41) преобразуется в виде:

$$\begin{aligned} P_{ВЭУ} &= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{4} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \pi D^2 \cdot v^3 \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ген} \cdot 10^{-3} [кВт] = \\ &= 0,3925 C_p \cdot \rho \cdot D^2 \cdot v^3 \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ген} \cdot 10^{-3} [кВт] \end{aligned} \quad (3.42)$$

Зная зависимость C_p от скорости ветра, можно построить характеристику мощности ветра в зависимости от скорости, либо снять ее во время длительных натурных испытаний, либо путем продувки модели в аэродинамической трубе. Во всяком случае, любая фирма в рекламных материалах дает характеристику мощности (называемую в зарубежной литературе “кривой мощности”).

Способы регулирования мощности

По способу регулирования мощности все ветроустановки делятся на два типа, характеризующихся короткими английскими терминами: Pitch (пичь) и Stall (стол).

Pitch (ставить) регулирование – это изменение угла атаки лопасти в соответствии со скоростью ветра;

Stall (застрывать) – это когда угол атаки лопасти неизменен, но профиль лопасти по длине делается таким образом, что эффективность отдельных участков лопасти падает при возрастании скорости ветра. В результате после достижения номинальной мощности при увеличении скорости ветра роста мощности ВЭУ не происходит или происходит незначительно.

На рис. 3.9. показаны характеристики мощности трёх реальных ветроустановок. Одна с pitch регулированием (P_1) являющаяся характерным примером. На всех ветроустановках такого рода номинальная мощность (в примере 300 кВт) поддерживается с большой точностью. Две другие характеристики со stall – регулированием, причем на ВЭУ (P_2) номинальная мощность поддерживается довольно точно, а ВЭУ (P_3) регулирование мощности существенно хуже, что указывает на степень недостаточной проработанности профиля лопасти. Однако, поскольку в зоне больших ветров ветроустановки работают весьма малое время, а каждая ветроустановка имеет соответствующий

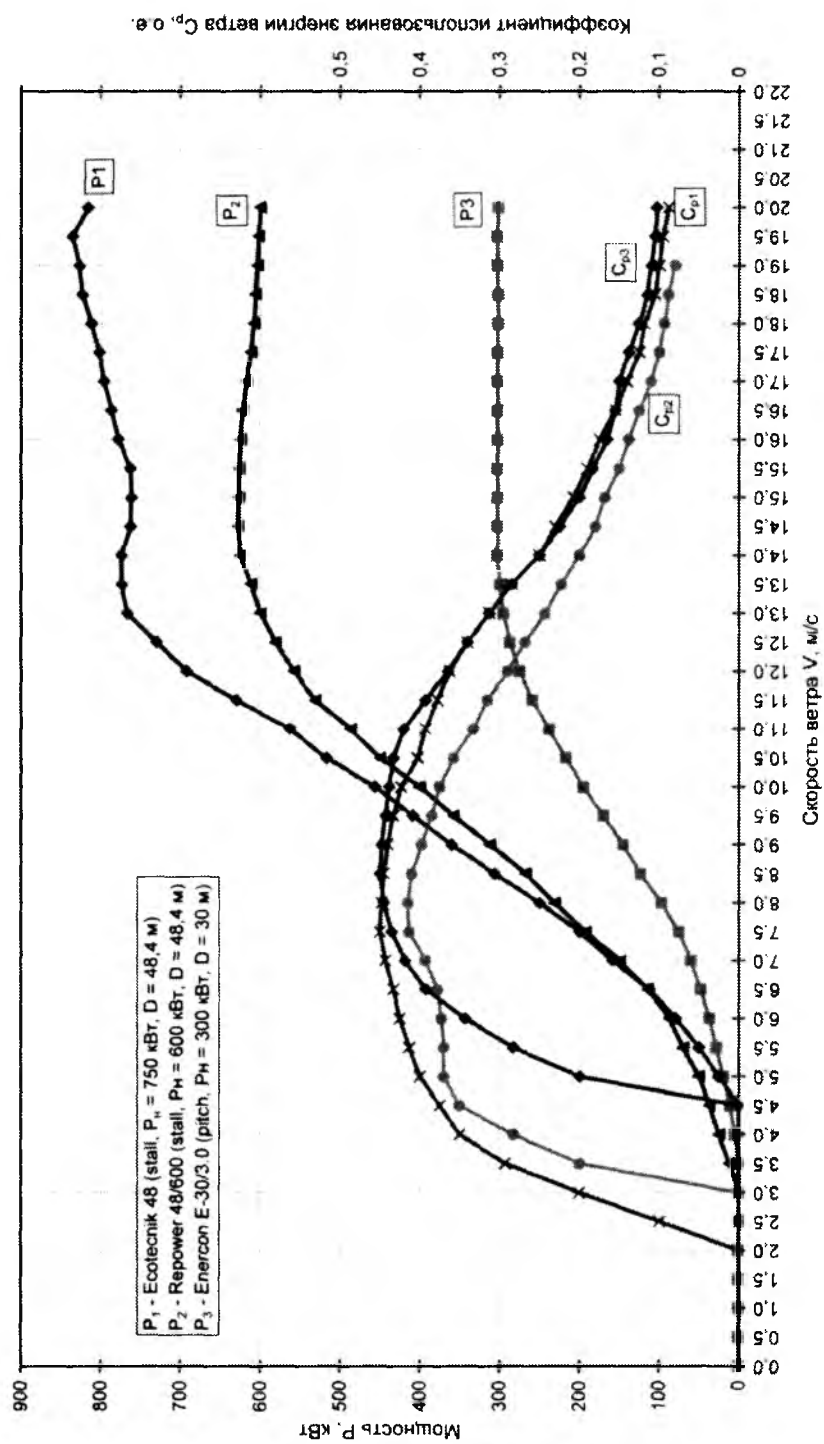


Рис. 3.9. Зависимость мощности ($P_1 - P_3$) и коэффициента использования энергии ветра ($C_{p1} - C_{p3}$) от скорости ветра

коэффициент запаса, то превышение номинальной мощности на P_3 не является опасным, хотя и свидетельствует о некоторой неточности в проектировании профиля лопасти.

Итак, ветроустановки характеризуют следующие скорости ветра:

стартовая скорость ветра, обычно в диапазоне от 3 до 4,5 м/с, при которой ветроустановка начинает вращаться;

номинальная скорость ветра, обычно от 10 до 13 м/с, при которой мощность ветроустановки достигает номинального значения;

максимальная скорость ветра, при которой ветроустановка, отключается от сети и останавливается, обычно в диапазоне 20-25 м/с.

Существует ещё так называемая “буревая скорость ветра”. Это скорость при которой остановленная ветроустановка не должна разрушаться (обычно от 60 до 80 м/с).

Для того, чтобы определить энергию вырабатываемую ветроустановкой необходимо знать распределение скорости ветра по диапазонам и характеристику мощности ветроустановки. Существуют два способа определения энергии:

а) с помощью стандартной функции распределения скорости ветра (обычно в качестве такой функции используются либо двух параметрическая функция Вейбулла, либо ее упрощение в виде однопараметрической функции распределения Рэлея. б) Второй способ основан на определении функции распределения скорости ветра по диапазонам на базе реальных измерений скорости ветра. При этом в принятых диапазонах скорость ветра и, следовательно, мощность принимается постоянной.

Суть процесса поясняется на рис. 3.10 и 3.11.

Так если имеется повторяемость скорости ветра, то каждому значению скорости v_i и повторяемости t_i соответствует удельное значение энергии, определяемое по формуле:

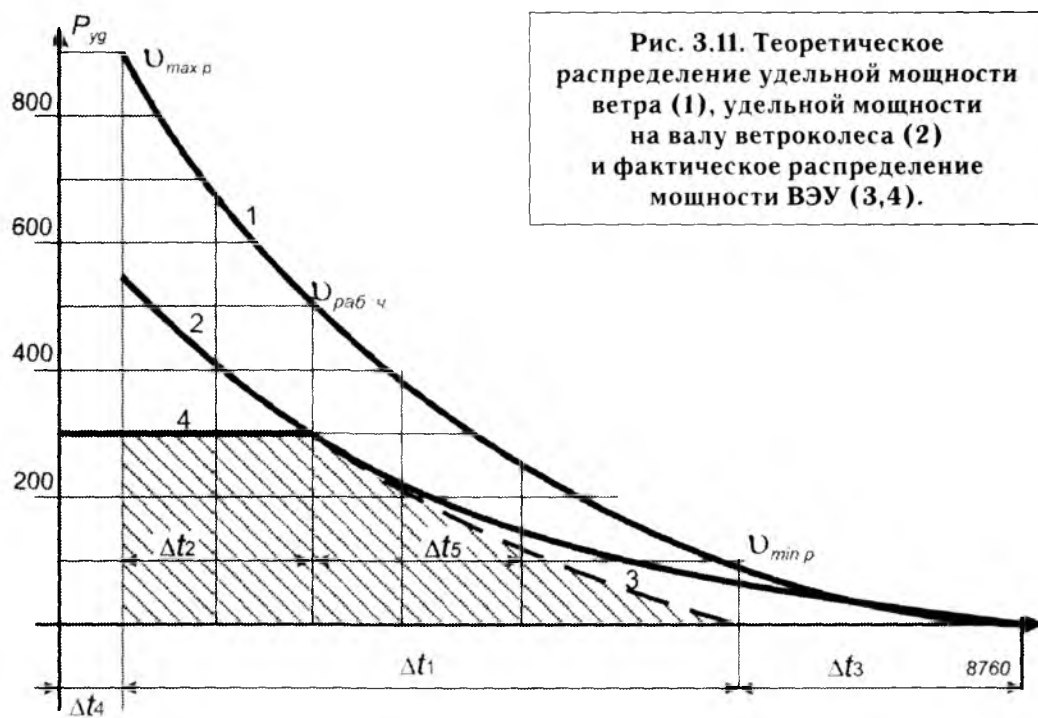
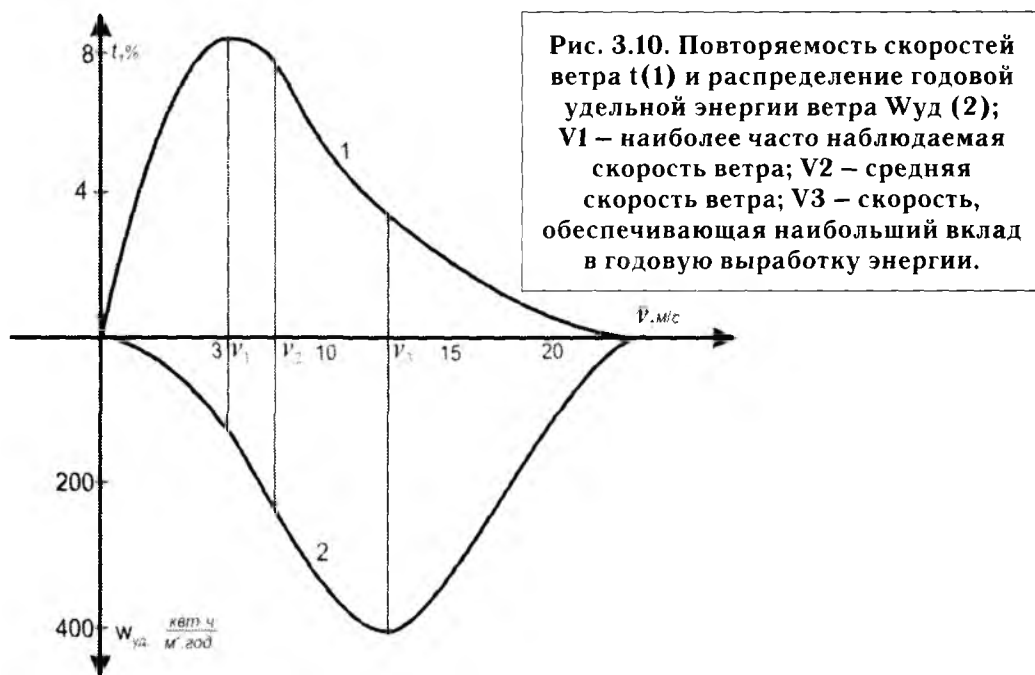
$$W_i = P_{ю} \cdot t_i \cdot T = \frac{\rho \cdot v_i^3 \cdot t_i \cdot T}{2}, \quad (3.43)$$

где $T = 8760$ – число часов в году.

Таким образом строится кривая удельного значения ветра. Как видим кривая имеет максимум, при скорости v_3 , которая не совпадает со средней скоростью.

На рис. 3.11 поясняется, как от энергии ветра происходит переход к действительной выработке на ВЭУ.

Переход от кривой 1 к мощности (энергия ветра) к кривой 2 (мощность ветроколеса) определяемая коэффициентом использования энергии ветра (3.42). Переход к фактическому распределению удельной мощности происходит при ограничении мощности в зоне больших ветров (прямая 4 и Δt_2), отключение ветроустановки в зоне ветров, превышающих максимальное рабочее значение скорости (Δt_4), и остановка ВЭУ в зоне малых ветров (Δt_3). Время Δt_5 – это время работы ветроустановки в диапазоне скоростей от стартовой до номинальной.



**Таблица 3.1. Расчет производства электроэнергии ветроустановкой типа
REpower 48/600 при среднегодовой скорости ветра 7 м/с**

Скорость ветра, м/с	Вероятность ско- рости ветра, %	Количество ча- сов в году, час	Мощность ВЭУ, кВт	Производство электроэнер- гии, кВт.ч
1	2,25	197,1	0	0
2	5,3	464,28	0	0
3	6,9	604,44	0	0
4	8,7	762,12	20,8	15852
5	10,5	919,8	52,1	47921
6	11,8	1033,68	88,5	91480
7	12,2	1068,72	151,2	161590
8	10,9	954,84	239,8	228970
9	8,5	748,6	317,6	236484
10	7,0	613,2	417,1	255765
11	5,2	455,52	490,0	223204
12	3,7	324,12	556	180210
13	2,7	236,52	597	141202
14	1,7	148,92	624	92926
15	1,2	105,12	641	67381
16	0,7	61,32	627	38447
17	0,4	35,04	620	21724
18	0,2	17,5	616	10792
19	0,1	8,76	614	5378
20	0,05	4,4	606	2654
Итого	100	8760		1822010

В таблице 3.1. приведены выполненные разработчиками ветротурбины данные расчета выработки электрической энергии ВЭУ REpower 45/600, мощностью 600 кВт, имеющей stall– регулирование мощности. Распределение скорости ветра по диапазонам взято на основании измерений для среднегодовой скорости ветра 7 м/с. Характеристика мощности взята по данным испытаний этой ВЭУ в течение года. Как видим для принятых условий расчетная годовая выработка электроэнергии составила 1822 тыс. кВт·ч, что соответствует достаточно высокому коэффициенту использования установленной мощности равному 30,4%. Это лишний раз свидетельствует о том, что при среднегодовой скорости ветра 7 м/с эффективность ветроустановки не подлежит сомнению.

3.4. Элементы конструкции ветроустановок

При кажущейся простоте ветроустановки, особенно средней и большой мощности, являются примером оборудования, вобравшего многие последние достижения науки и техники.

Приведем лишь некоторые примеры.

Наиболее ответственной частью ВЭУ, определяющей в значительной степени эффективность её работы, являются лопасти ветроколеса, имеющие в современных мощных ВЭУ длину 30-50 м. Представить себе изделие длиной в половину футбольного поля не так-то просто. Этому изделию необходимо обеспечить устойчивость от усталостных напряжений, поскольку она подвергается воздействию изменяющегося момента, во время одного оборота от минимума (нижнее положение лопасти) до максимума (верхнее положение лопасти). При этом срок службы должен составлять 20 лет.

Основные трудности в технологии изготовления лопасти состоят в необходимости обеспечения расчетного профиля лопасти, изменяющегося по длине. Кроме того в лопасть необходимо “вмонтировать” проводник молниеотвода, а также обеспечить прохождение тока молнии помимо подшипника. Лопасть снабженная механизмом поворота, иногда действующего на поворот всей лопасти или её конечной части. Для лопасти используются самые современные материалы (пластик, углепластик), обеспечивающие прочность и минимально возможный вес.

Другим примером использования высоких технологий является система управления ВЭУ. Установка полностью автоматизирована с использованием самой современной элементной базы и компьютерной техники и программ. Все основные операции совершаются без участия человека.

Назовем основные функции системы управления:

- * пуск и остановка в нормальном режиме ВЭУ от датчика скорости ветра;
- * остановка ВЭУ при аварийных режимах;
- * изменение скорости вращения (для ВЭУ с постоянным или ступенчатым изменением скорости вращения);

- * включение в сеть и набор мощности;
- * регистрация и накопление данных о скорости ветра, мощности в выработке электрической энергии в различных временных разрезах: сутки, месяц, год;
- * регистрация и сигнализация всех неисправностей;
- * передача данных в центр управления энергосистемы, а во многих случаях и в офис изготовителя;
- * поворот ветроколеса на ветер и раскрутка кабеля.

Рассмотрим далее основные конструктивные решения ветроустановок. На рис. 3.12 представлена компоновка оборудования ВЭУ Wind 900S, мощностью 900 кВт. Компоновка типична для многих ВЭУ и характерна наличием длинных валов. Рассмотрим назначение показанных на рис. 3.12 узлов, начиная с лопасти, о которой сказано выше. Роль обтекателя ясна из названия. Его назначение – снизить турбулизацию потока ветра в плоскости ветроколеса и после ВЭУ. К оголовку, представляющему литое изделие сложной формы крепятся лопасти, в нем расположен привод поворота лопастей и подшипники лопастей. Привод лопастей бывает либо гидравлической, либо механической. Оголовок соединен с валом, передающим мощность от ветроколеса к редуктору. Легко себе представить нагруженность подшипника вала, имея в виду пульсирующий момент на него воздействующий при вращении ветроколеса.

Редуктор, часто называемый мультипликатором, необходим для увеличения скорости вращения, до величины принятой при конструировании генераторов, обычно 750-1000-1500 об/мин.

При всей кажущейся изученности такого рода механизмов, имея в виду и опыт сооружения вертолетов, где этот механизм является одним из основных узлов, для ветроустановок этот механизм оказался очень трудновыполнимым. Видимо все дело в том, что вертолетные редукторы предназначены для непрерывной работы в течение нескольких часов, а в ВЭУ они должны работать непрерывно в течении многих лет. Поэтому долгое время наблюдались трудности в разработке надежных конструкций редукторов, которые в настоящее время преодолены. Во всяком случае в настоящее время редукторы снабжаются самостоятельной системой смазки, с охлаждением масла в охладителях, наличием насосов и соответствующих приборов, что существенно усложняет компоновку кабины и обслуживание ВЭУ, но обеспечивает надежность.

Муфта, соединяющая вал генератора и выходной вал редуктора, бывает разной конструкции, часто она совмещается с тормозным диском механического (стояночного) тормоза с гидравлическим приводом. Этот узел подобен тормозам передних колес современных автомобилей, только размеры диска и цилиндров существенно больше. Назначение остальных элементов, показанных на рис. 3.12 ясно из названий.

Остановимся более подробно на механизме поворота кабины. Кабина с лопастями, представляющая многотонную конструкцию, должна поворачиваться на ветер, направление которого может меняться достаточно быстро. Вся эта конструкция опирается на опорную поверхность башни (плиту), которая совместно с поворотным кольцом кабины и опорным кольцом башни является своего рода гигантским подшипником. Вращение башни осуществляется электри-

ческим двигателем через зубчатую передачу. Число электродвигателей в зависимости от мощности ВЭУ и различных конструкций узла поворота колеблется от одного до восьми. Гибкий электрический кабель, передающий электроэнергию от генератора к щиту, расположенному внизу башни, может закручиваться, если кабина будет поворачиваться в одну сторону, что вполне возможно. Поэтому, когда число оборотов в одну сторону достигает расчетного значения (4-6), система управления дает сигнал на прекращение вращения кабины в эту сторону с дальнейшей раскруткой в обратную сторону. Изменение направления ветра фиксируется флюгером, расположенным на крыше кабины, от него импульс передается в систему управления и в дальнейшем на пуск электродвигателя поворота. Чтобы часто не дергать кабину, при изменении направления ветра, система управления дает выдержку (5-10 мин.) и только если сигнал не продолжает оставаться, дается импульс на двигатель поворота. Узел поворота имеет также тормозную систему, т.к. необходимо фиксировать кабину, имеют большую энергию, в точке, где вектор скорости ветра перпендикулярен плоскости ветроколеса.

Боле наглядно система поворота представлена на рис. 3.13 на примере ВЭУ TW 600 мощностью 600 кВт. Как видим, в этой конструкции принята другая (компактная) компоновка оборудования. Здесь генератор приподнят над основанием гондолы на специальной платформе. Вал генератора с выходным (высокоскоростным) валом редуктора соединяется с помощью эластичной муфты, демпфирующей толчки мощности идущие от ветроколеса. В конструкции применены два механических тормоза. Один стояночный (вторичный) на высокооборотном валу редуктора (11), другой основной (рабочий) на низкооборотном валу, идущему от ветроколеса к редуктору (10). Оба тормоза дискового типа, с гидравлическим приводом.

На рис. 3.14 представлена компоновка кабины ВЭУ Enercon E-30, мощностью 300 кВт., типичная для всей серии ВЭУ этой фирмы, мощностью 600, 1000, 2000 и 4500 кВт. Это так называемая безредукторная система. Её основа – многополюсный тихоходный генератор, необходимость создания которого подвергалась сомнениям еще 10 лет назад, а сейчас это привело к созданию нового типа ветроустановок. Ротор генератора непосредственно соединяется и с валом ветроколеса, т.е. скорость его вращения равна скорости вращения ветроколеса.

Компоновка кабины резко упрощается: не нужен редуктор, не нужна система его смазки.

В кабине находится также выпрямитель, преобразующий переменный ток в постоянный, далее передается на инвертор, преобразующий постоянный ток в переменный с частотой сети таким образом исчезает необходимость в поддержании на генераторе постоянной частоты и уровня напряжения, т.к. эти задачи выполняются инвертором. В результате появилась возможность использования ВЭУ для регулирования напряжения, поскольку, как сказано ниже такая установка способна вырабатывать реактивную мощность. См. также приложение 3.1.

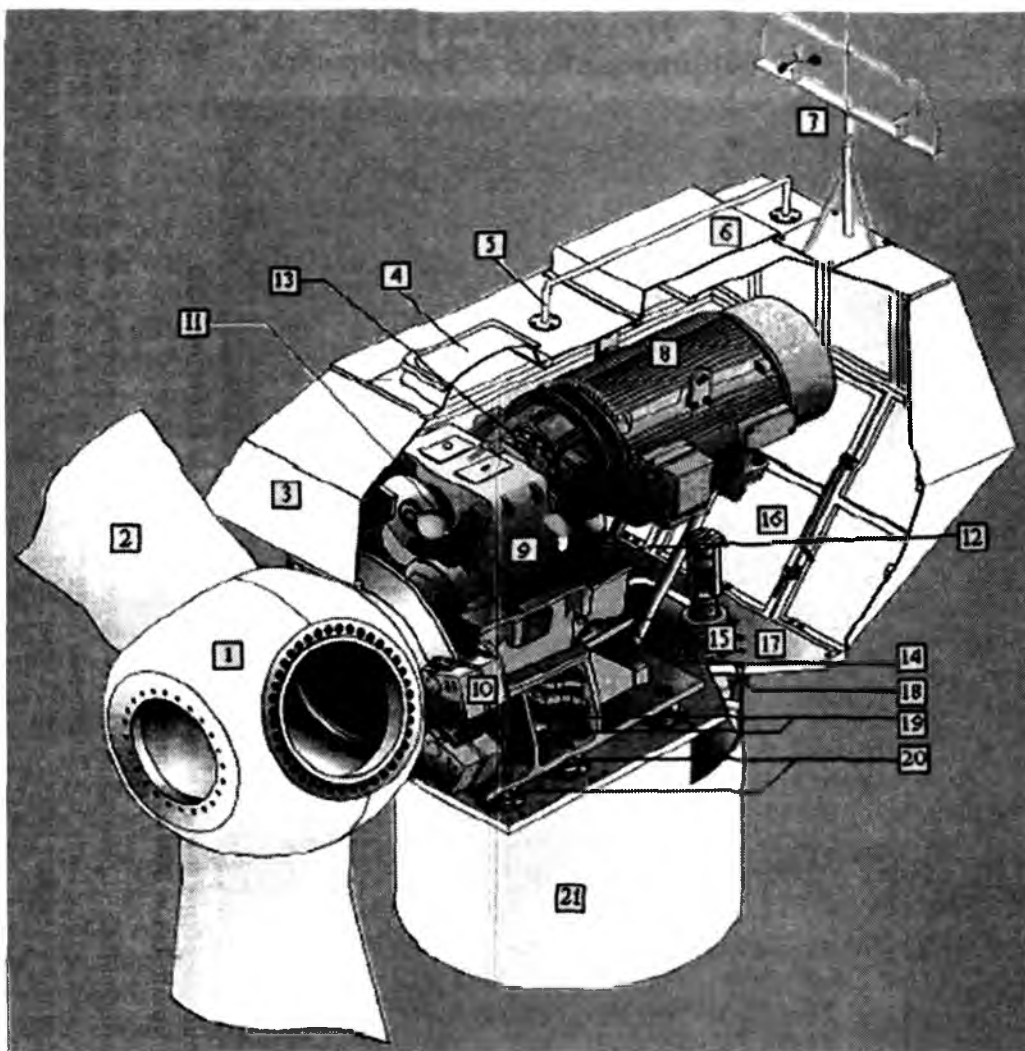


Рис. 3.13. Компонировка оборудования кабины ветроустановки TW 600 мощностью 600 кВт фирмы Taske Windtechnik

1 – оголовок ротора; 2 – лопасть; 3 – звукоизолированная гондола; 4 – стеклянная крышка; 5 – ограждение безопасности; 6 – вентиляционный люк; 7 – метеостанция: датчики скорости и направления ветра, молниеотвод; 8 – генератор; 9 – редуктор; 10 – рабочий тормоз; 11 – вторичный тормоз; 12 – гидравлический агрегат; 13 – эластичная муфта; 14 – крепление генератора; 15 – двигатель поворота гондолы; 16 – люк для обслуживания; 17 – основание гондолы (плита); 18 – болты крепления плиты к поворотному кольцу; 19 – тормоз поворотного механизма; 20 – гасители вибрации; 21 – башня.

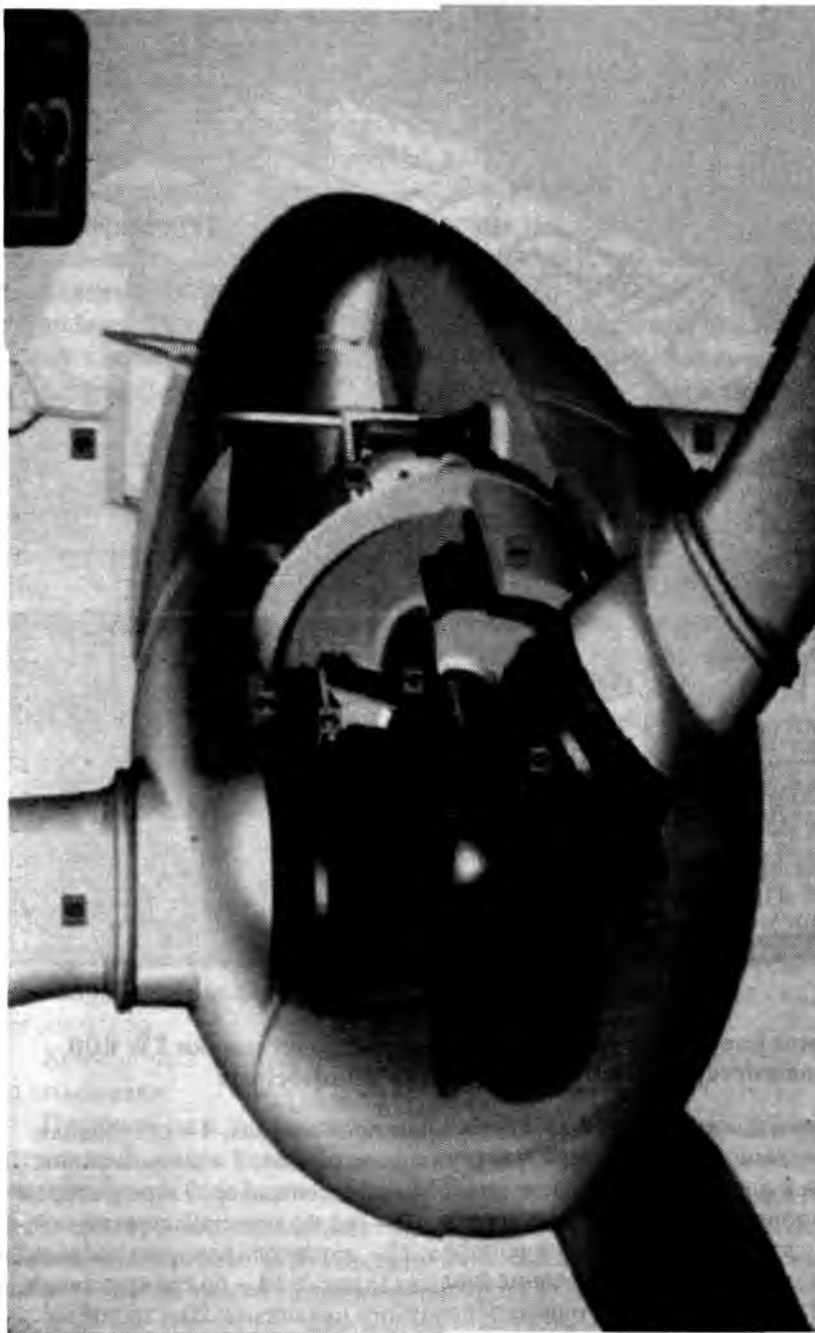


Рис. 3.14. Компонентка оборудования кабины ветроустановки Enercon E-30 мощностью 300 кВт фирмы Enercon GmbH

1 – генератор / generator; 2 – статор генератора / generator stator; 3 – ротор генератора / generator rotor; 4 – поворотный шкворень / axle pin; 5 – лопасть ветроколеса / rotor blade; 6 – фланцевый подшипник лопастей / blade flange bearing; 7 – привод установки угла лопастей / blade pitch drive; 8 – несущая рама / main carrier; 9 – анемометр / wind gauge; 10 – башня / tower

3.5. Главные схемы электрических соединений ВЭУ

3.5.1. Схемы сетевых ВЭУ

Речь идет о главных силовых цепях, через которые осуществляется передача электрической энергии от ВЭУ в сеть. Помимо главных силовых цепей, здесь не рассматриваются силовые цепи, по которым питаются электродвигатели исполнительных механизмов, а также цепи системы возбуждения; измерительные цепи, включающие трансформаторы тока и напряжения и измерительные приборы; вторичные цепи, включающие устройства сигнализации и защиты.

Уже по перечислению электрических схем понятно, что ветроустановки имеют довольно сложное электрическое хозяйство.

На рис. 3.5. а,б,в,г, изображены варианты силовых схем электрических соединений современных ВЭУ, подключенных к электрическим сетям общего пользования. Это так называемые “сетевые” ВЭУ. Они лишены устройства поддержания частоты тока на уровне стандартов, поэтому автономно работать не могут. Общим для всех схем является наличие ветроколеса (ВК), вал которого через редуктор (Р) жестко соединен с ротором генератора, за исключением схемы “б”, где редуктор отсутствует и вал ветроколеса непосредственно соединен с ротором генератора. Общим для всех схем является также наличие генераторного выключателя или автомата (В), имеющего внутренние или внешние защитные устройства от длительной перегрузки (тепловая защита) и коротких замыканий (защита мгновенного действия).

Непременным элементом всех схем является трансформатор повышающий напряжение генератора с 690 или 400 В до 10 или 11 кВ. У некоторых генераторов самых мощных ВЭУ напряжение составляет 1000 В и выше. Трансформаторы, в мощных ВЭУ, как правило, располагаются внутри башни, места в которой достаточно, т.к. диаметр конических башен у основания достигает 4-5 метров. У ВЭУ средней мощности трансформатор располагается около башни в специальном комплектном устройстве. Разъединитель (Р) служит для обеспечения безопасности работ при остановленном генераторе. Отходящие и подводящие кабели внешней сети подключаются к шинам (Ш) через коммутационные аппараты (на схеме не показаны). Передача электрической энергии от генератора, находящегося в кабине наверху, к оборудованию внизу башни осуществляется силовым гибким кабелем (К). Как сказано выше, гибкий кабель применяется, потому что он должен допускать несколько оборотов кабины в одну сторону, с последующей раскруткой в обратную сторону.

Основные отличия приведенных схем состоят в конструкции и типе генераторов и наличии и типе преобразовательных устройств.

На рис. 3.15.а в схеме применён асинхронный генератор (АГ) классической конструкции, имеющий короткозамкнутый ротор, называемый иногда в литературе “беличьей клеткой”. Как известно, асинхронный двигатель имеет скорость

вращения (n_d) ниже синхронной скорости (n_s) относительная разница этих скоростей называется скольжением (S), которое обычно выражается в процентах:

$$S = \frac{n_s - n_d}{n_s} \cdot 100, \quad (3.44)$$

В асинхронном генераторе скорость вращения (n_d) выше синхронной скорости и скольжение определяемое по (3.44) является отрицательным, но по абсолютному значению примерно одинаковым с двигателем – 3÷5%. Рассмотренная схема применялась ранее почти на всех ВЭУ и характеризуется постоянством скорости вращения ветроколеса, что как показано выше, не является оптимальным с точки зрения использования энергии ветра.

Для повышения эффективности использования ветра позднее стали использовать ступенчатое (обычно двухступенчатое) регулирование скорости. Для чего в статоре генератора закладывается две обмотки с различным количеством пар полюсов. Поясним это понятие. При частоте сети 50 Гц, синхронная скорость вращения составляет 3000 об/мин. С этой скоростью вращаются генераторы, имеющие два полюса (одну пару): южный и северный.

Если генератор имеет 2 пары полюсов, то его синхронная скорость $3000/2 = 1500$ об/мин., 3 пары – 1000 об/мин, 4 пары 750 об/мин, 5 пар – 600 об/мин. и т.д.

При низкой скорости ветра, для сохранения оптимальной быстроходности применяется низкая скорость вращения ветроколеса " ω " и в генераторе включается обмотка с наибольшим числом пар полюсов. При возрастании скорости ветра выше определенного предела, происходит переключение на наименьшее значение числа пар полюсов и допускается увеличение скорости вращения. Двухскоростные ВЭУ получили широкое распространение, т.к. их конструкция существенно проще, чем схемы с преобразователями.

На рис. 3.156 изображена схема, разработанная и применяемая фирмой Enercon (Германия) на своих ВЭУ. Фирмой разработан тихоходный синхронный многополюсный генератор (назван кольцевым), что позволило отказаться от редуктора и существенно упростить механическую часть ВЭУ. Однако электрическая часть существенно усложнилась, но при этом приобрела дополнительные положительные качества. Итак, в этой схеме на выходе генератора частота тока меняется в широком диапазоне, разном в ВЭУ различной мощности. Автору к сожалению не известно точное число пар полюсов генераторов этой фирмы, но если предположить, что число равно 100, что само по себе наиболее вероятно, то при диапазоне применения скорости вращения ветроколеса ВЭУ Enercon E-66/18.70 мощностью 1800 кВт, 10-22 об/мин. – диапазон изменения, частота составит 17-37 Гц.

Далее переменный ток преобразуется в выпрямителе (В) в постоянный и по двухжильному кабелю (на чертеже две параллельные поперечные черточки) подается на находящийся внизу в башне инвертор (И), где и преобразовывается в переменный ток частотой 50 Гц. Тип инвертора – "ведомый сетью", что означает, что частота на выходе задается фактически существующей в каждое мгновение частотой сети. Известно, что с помощью инвертора можно менять угол между током и

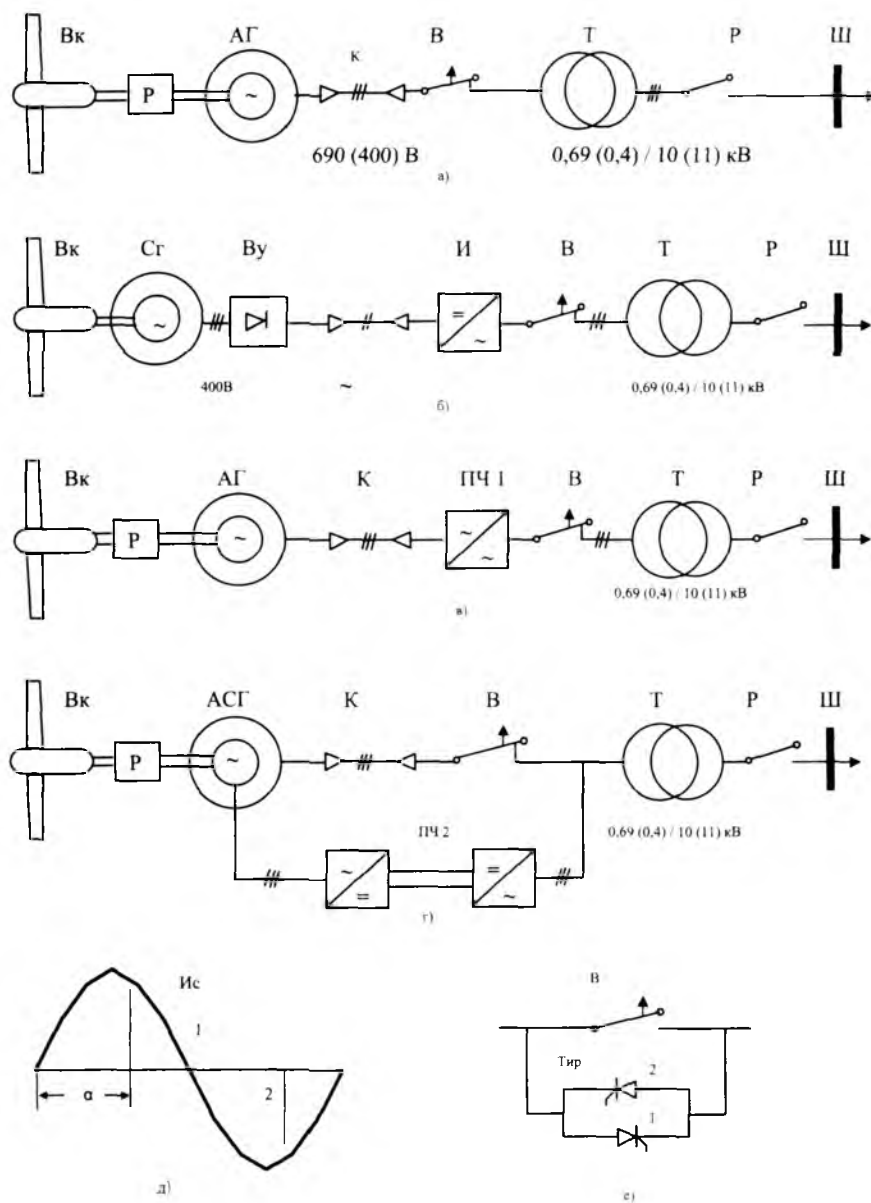


Рис. 3.15. Главные схемы электрических соединений ветроустановок (а, б, в, г) и однофазная схема тиристорного (мягкого) пуска (д и е)

напряжением. Если ток “отстает” от напряжения, то генератор потребляет реактивную мощность, а если ток “опережает” напряжение то генератор производит наряду с активной и реактивную мощность. Другими словами, ветроустановка может участвовать в регулировании напряжения сети в точке присоединения ВЭУ к энергосистеме. Это очень важное качество, т.к. все асинхронные генераторы, установленные на ВЭУ, потребляют реактивную мощность.

ность, что усложняет проблему поддержания напряжения на уровне нормативных требований в зоне действия ВЭУ. В рассматриваемой нами схеме этот недостаток преодолен. Естественно, что выпрямитель и инвертор в схеме рассчитаны каждый на полную мощность генератора, что приводит к удорожанию электрической части ВЭУ. На взгляд автора получаемые преимущества вполне оправдывают это удорожание.

На рис. 3.15в представлена схема установки, применяемая, например, фирмой Siemens для своих ВЭУ. Ее характерной особенностью является наличие преобразователя частоты (ПЧ1). Он рассчитан также на полную мощность генератора. Используется также асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором.

Так, например, для ВЭУ GE Wind Energy 3,65 offshore 3600 кВт диапазон изменения скорости вращения ветроколеса составляет 8,5...15,3 об/мин., а генератора 1000-1800 об/мин., это соответствует изменению частоты на выходе генератора и входе в преобразователе от 30 до 60 Гц. Далее на выходе преобразователя частота поддерживается равной частоте сети (50 Гц в России и Европе и 60 Гц в США).

Сама обеспечивает поддержку оптимального значения быстроходности в большом диапазоне изменения скорости ветра. Однако это достигнуто ценой увеличения общей стоимости электрооборудования ВЭУ на величину стоимости преобразователя частоты.

На рис. 3.15г представлена схема с асинхронизированным генератором (АСГ), или генератором двустороннего питания (doubly-fed) как называют его в зарубежной литературе. Этот генератор по конструкции полностью подобен асинхронному двигателю с фазным ротором. На роторе, как и на статоре, имеется трехфазная оболочка концы которой выведены на кольца, расположенные на валу двигателя. Далее через щеточные устройства осуществляется соединение обмотки ротора двигателя с пусковыми сопротивлениями. Так при неизменном напряжении статора двигателя можно изменить скорость вращения асинхронного двигателя, меняя величину пускового сопротивления включенного в обмотки ротора. Такие двигатели в массовом порядке применяются в подъемных механизмах.

На ВЭУ подобный двигатель превращен в генератор и в ротор подается ток с частотой, обеспечивающей на выходе генератора частоту 50 Гц при применении частоты вращения ветроколеса в широком диапазоне. Здесь преобразователи частоты (ПЧ2) рассчитан примерно на 20% мощности генератора, что существенно снижает стоимость электрооборудования ВЭУ, однако устройство генератора несколько сложнее, чем АГ. Эту схему успешно используют фирмы Gamesa, GEWind Energy и ряд других. Так например на ВЭУ GEWind Energy 900S мощностью 900 кВт., изменение частоты вращения ветроколеса составляет 15-28 об/мин, а генератора 1100-2000 об/мин. т.е. частота изменялась бы от 30 до 70 Гц, а на выходе генератора она составляет 50 Гц.

На рис. 3.15 «д» и «е» представлены диаграмма и схема так называемого «мягкого» или тиристорного включения генератора в сеть. Дело в том, что при включении генератора в сеть (замыкании выключателя В) возникает так назы-

ваемый ударный ток, в 5 и более раз превышающий максимальный ток генератора. С ростом единичной мощности генератора эти толчки тока оказывают неблагоприятное воздействие не только на оборудование силовой цепи ВЭУ, но и на оборудование энергосистемы. Для избежания этого явления используются схемы показанные на рис 3.15е, тогда параллельно каждой фазе выключателя «В» включаются два встречно-параллельно выключенных тиристора. Задавая угол включения тиристорov (на схеме $\alpha = 120$ эл. Град.) снижают напряжение подаваемое на генератор до безопасной величины, после этого постепенно уменьшая угол включения тиристорov повышают фазное напряжение до номинального. Далее выключается выключатель, шунтируя тиристоры. В результате ток включения генератора в сеть не превышает номинального.

На рис. 3.15д заштрихованная часть синусоиды напряжения сети U_c показывает, как уменьшается по форме и величине напряжение на генераторе в начальный момент включения генератора в сеть. В приложениях 3.2., 3.3. и 3.4. приводятся технические и технико-экономические характеристики ВЭУ мощностью свыше 100 кВт.

3.5.2. Схемы электрических соединений ВЭС

При разработке схем электрических соединений ветроэлектростанций, называемых в зарубежной литературе «ветропарками» или «ветрофермами», прежде всего стоит вопрос о целесообразности соединения ВЭУ в группы.

Известно, что в электроэнергетике широко используется так называемый блочный принцип построения главных схем электростанций, когда три или нескольких генераторов соединяется трансформатором и образуют энергоблок. При этом соблюдается принцип: единичная мощность энергоблока не должна быть больше аварийного резерва в энергосистеме (обычно до 10% от общей мощности), чтобы при выходе его из строя, была возможность обеспечить надежность электроснабжения. За счет объединения энергосистем величину энергоблока можно варьировать с учетом возможных перетоков мощности от соседних энергосистем.

С этой точки зрения возможная мощность будущих ВЭУ: 10-100-200 МВт, находится в зоне соответствия указанного выше принципа и ВЭС может представлена как бы одним энергоблоком.

Отсюда вытекает принцип для проектирования схемы ВЭС: выдачи мощности в энергосистему (общую сеть) может быть осуществлена для указанных выше мощностей ВЭС, через один сетевой трансформатор и через одну линию связи с системой. Так если напряжение распределительной сети энергосистемы вблизи ВЭС составляет 110 кВ, то сетевой трансформатор должен иметь напряжение 110/10 кВ, или 110/6 кВ, в зависимости от напряжения повышающих трансформаторов, установленных на ВЭУ.

Современные ВЭУ комплектуются, как правило, ветроустановками единичной мощности 750-1000-1500-2000 кВт и более.

Так что каждая ВЭС – это десяток, или несколько десятков ветроустановок, отстоящих друг от друга на 400-500 метров (10 диаметров ветроколеса). Соедине-

ния ВЭУ в группы и количество групп определяется единичной мощностью ВЭУ и общей мощностью ВЭС. Однако на начальном этапе развития ветроэнергетики в России, мощность группы 10-20 МВт представляется оптимальной.

Многое зависит от взаимного расположения места подключения ВЭС к энергосистеме (подстанции 110/10 кВ),

На рис. 3.16 показаны варианты принципиальных схем электрических соединений при различном взаимном расположении площади ВЭС и подстанции связи с энергосистемой для случая мощности ВЭС 10 МВт, укомплектованной ВЭУ единой мощности 1 МВт и расположения подстанции сбоку или по центру площадки.

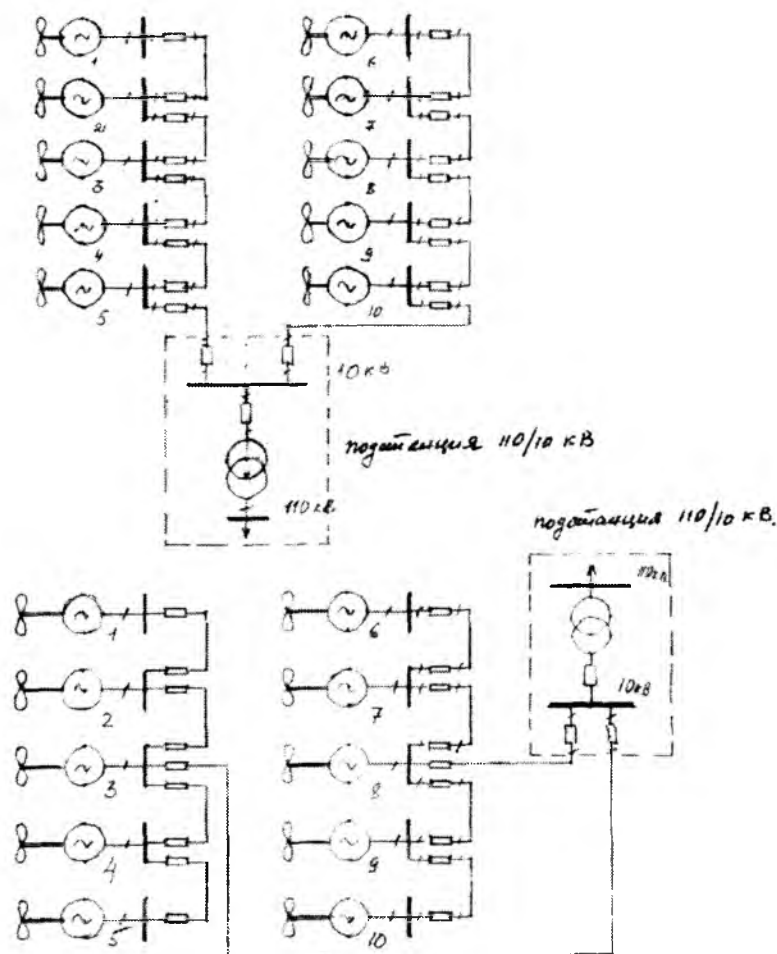
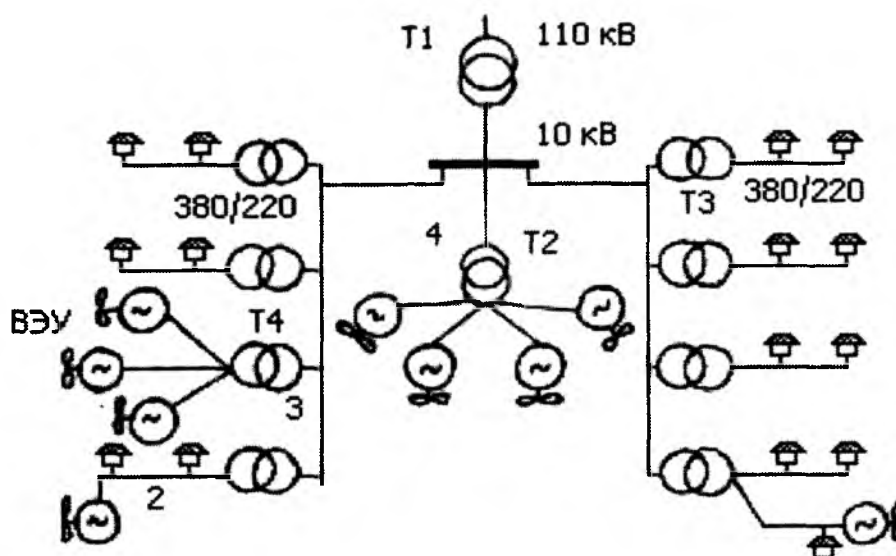


Рис. 3.16. Варианты принципиальных схем электрических соединений ветростанции

Однако далеко не всегда ветроустановки работают в составе мощных ветростанций. На протяжении довольно длительного времени ветроустановки в Европе сооружались и продолжают сооружаться для индивидуального и коллективного (муниципального) энергоснабжения. Обобщенная схема такого рода представлена на рис. 3.17. В электроснабжении населенного пункта «один» (НП1) участвуют непосредственно ВЭУ 1÷3 и частично 5÷8, которые снабжают также населенный пункт «два» (НП2). Ветроустановка 9 принадлежит одному домовладельцу, а установка 4 – двум домовладельцам. И все указанные ВЭУ работают в энергосистеме. Ведётся соответствующий учет выдачи энергии в сеть 10 кВ и потребления из сети. Как известно, в большинстве стран Европы собственники ветроустановок продают электроэнергию по повышенным тарифам.



89

3.5.3. Ветро дизельные системы

Такие электростанции называют в зарубежной литературе островными (island), у нас распространено название – автономные. Этот тип электростанций наиболее востребован в России. Как показано на рис. 3.18 в общем случае такая станция имеет несколько ВЭУ, объединенных между собой на низком (генераторном) напряжении. На автономных электростанциях единичная мощность ВЭУ будет составлять, по мнению автора и опыту их сооружения, порядка 100÷500 МВт. При этом для ВЭУ единичной мощности 400-500 кВт будет целесообразным использование индивидуальных повысительных трансформаторов, тогда объединение ВЭУ в группу будет осуществляться на напряжение 6 (10) кВ. На схеме же рис. 3.16 мы имеем один общий трансформатор (Тр1), связывающий ВЭС с местной сетью. С другой стороны показаны: дизель-генератор (которых также может быть несколько), на шины генераторного напряжения которого подключены синхронные (СК) и статические (СТК) компенсаторы, задача которых выработка реактивной мощности или другими словами поддержание напряжения на шинах в соответствии со стандартом. Аккумуляторная батарея (Б) с инвертором заряжается во время минимальных нагрузок и участвует в покрытии максимума.

Первые электростанции такого рода, с целью упрощения и надежности и обеспечения устойчивости параллельной работы, строились по принципу, чтобы в любые промежутки времени мощность дизель-генераторов существенно превышала (в три и более раз) мощность ВЭУ. Таким образом, кстати говоря, спроектирована ветродизельная станция на о. Беринга в с. Никольское на Камчатке. Дело в том, что у ВЭУ нет надежных регуляторов, обеспечивающих частоту тока, и в ветродизельных станциях частоту поддерживают («ведут») регуляторы оборотов дизель-генераторов. Поэтому при выходе из работы дизеля вынужден останавливаться и ветряк. Такое положение не является оптимальным. Имеется две возможности увеличить эффективность работы ветродизельных электростанций. Первая – оснащение ВЭУ регулятором скорости вращения, обеспечивающем поддержку частоты в соответствии с требованием стандарта, но это требует разработки специальной конструкции ВЭУ. Таковой ветроустановкой является ВЭУ-250 конструкции «Ветроэн», которые установлены на Чукотской ВЭС. Несколько ветроустановок, соединенных параллельно, работали непродолжительное время автономно, т.е. без связи с электростанцией задающей частоту. Однако полномасштабных испытаний такого режима не было. И неизвестно, как поведут себя эти ВЭУ при возмущениях в локальной энергосистеме.

Второй путь обеспечения устойчивой параллельной автономной работы ветроустановок в ветродизельной электростанции заключается в использовании балластного сопротивления в качестве регулятора нагрузки (см. Рис. 3.16.). Для поддержания частоты требуется обеспечить равенство мгновенных значений мощности генератора и нагрузки. Эту задачу выполняет специальный регулятор, измеряющий частоту и изменяющий соответствующим образом величину балластного сопротивления при изменении мощности нагрузки. В качестве бал-

ластного сопротивления может быть использован электродвигатель таким образом «излишки» ветровой энергии могут найти полезное практическое применение – нагрев воды и эффективность ветродизельной станции существенно повышается как за счет использования «излишков» ветровой энергии, так и за счет возможности более полного использования ветровой энергии при параллельной работе ветряков и дизель-генераторов.

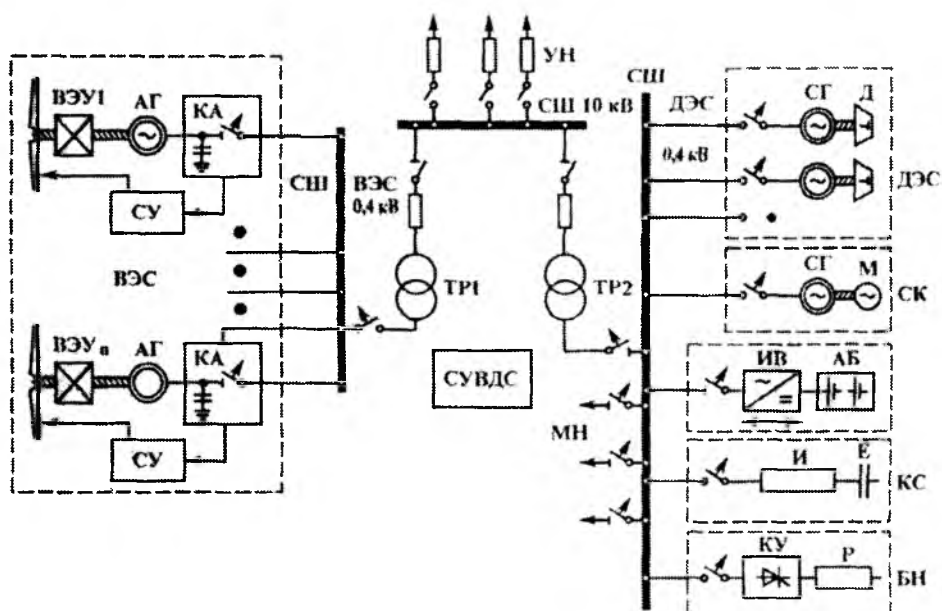


Рис. 3.18 Обобщенная схема ветродизельной станции.

Ветроэлектростанция (ВЭС) содержит "п" ВЭУ, оснащенных асинхронными генераторами с напряжением 0,4 кВ, системой управления (СУ), коммутационной аппаратурой (КА).

Дизельная станция (ДЭС) содержит "п1" дизель (Д), оснащенный синхронным генератором с напряжением 0,4 кВ. МН и УН – местная и удаленная нагрузка. СУВДС – система управления ветродизельной станции, обеспечивающая поддержание частоты и напряжения, а также включение и отключение любого оборудования, сигнализацию неисправностей и измерения.

Устройства, обеспечивающие параллельную работу ВЭС и ДЭС:

а) синхронный компенсатор (СК), состоящий из синхронного генератора (СГ) и разгонного двигателя (М); б) ведомый сетью инвертор-выпрямитель (ИВ) с аккумуляторной батареей; в) компенсатор статический (КС), содержащий емкость (Е) и индуктивную катушку (И); г) балластное сопротивление (БН), содержащее резисторы (Р) и тиристорный ключ управления.

3.5.4. Малые ветроустановки и их использование

Малые и очень малые ВЭУ предназначенные для индивидуального пользования. Диапазон единичной мощности их чрезвычайно велик, от нескольких десятков ватт до 50 кВт. Соответствующим образом меняется их конструкция.

Очень малые ВЭУ (мощностью до 5 кВт), как правило, имеют генератор с постоянными магнитами переменного тока, который преобразуется в постоянный ток с помощью выпрямителя. В таких ВЭУ скорость вращения, а значит и частота на выходе генератора применяется в широких пределах, или не содержат редукторов. Как правило, такие ВЭУ используются для зарядки аккумуляторов с подключением к нему электроприборов на постоянном токе, напряжением 12 или 24 В. Широко также используются генераторы постоянного тока с напряжением на выходе 12 или 24 В.

Для ориентации на ветер практически всех ВЭУ этого класса используются хвостовые флюгерные устройства. Во многих из них передача электроэнергии от генератора, расположенного вверху в гондоле, к выпрямителю, расположенного внизу, осуществляется кабелем через контактные кольца со щеточным аппаратом. Это позволяет гондоле вращаться вокруг вертикальной оси сколь угодно раз при изменении направления ветра. Однако контактные кольца являются довольно ненадежным элементом. Альтернативой этому решению является применение электрических или механических устройств, осуществляющих раскрутку кабеля при определенном количестве оборотов в одну сторону.

В ветроустановках мощностью 5 кВт и более как правило используются трехфазные генераторы переменного тока, ветроустановки имеют механические регуляторы, обеспечивающие постоянство скорости вращения ветроколеса, а значит и частоты тока, на уровне требований для автономного энергоснабжения. Установки с такого рода ВЭУ могут также содержать дизельные или бензиновые генераторы, работающие при отсутствии ветра или, в случае когда мощность ветра недостаточна для покрытия нагрузки. Однако параллельная работа ВЭУ и даже малых дизель-генераторов может обеспечиваться только специальной системой управления. Другой вариант комплектации установки, рекомендуемый для автономного энергоснабжения представлен на рис. 3.19. Принцип этой системы состоит в том, что потребители нагрузки, не требующие строгого поддержания частоты, питаются непосредственно от ветрогенератора (1), поддерживающего напряжение и частоту с точностью $\pm 10\%$.

На рис. 3.19. это: измельчитель (сенорезка) (2), компрессор (3), нагреватель воздуха или воды (4), насос (5). Потребители же, требующие поддержание частоты и напряжения с точностью $\pm 0,2\%$ питаются от автономного инвертора, т.е. инвертора, задающего и поддерживающего частоту сети.

К устройствам этой части относятся: выпрямительно-зарядное устройство (6), аккумуляторная батарея (7), инвертор (8) на входе которого постоянный ток напряжением 12 или 24 В, а на выходе – переменный ток напряжением 380 В и частотой 50 Гц. В качестве «строгой» нагрузки, требующей поддержания частоты ($\pm 0,2\%$) и напряжения $\pm 0,5\%$) на рис 3.17 указаны электрическое освещение (9), аэрокондиционер (10), телевизор (11), радиоприемник (12) и персональный компьютер (13).

Однако для стационарного питания и производственных нужд фермерского хозяйства электроэнергия нужна в определенное время, а не иногда, когда есть ветер. В определенной мере необходимое количество энергии может быть запасено в аккумуляторной батарее. В этом случае её емкость должна быть рассчи-

тана на обеспечение «обязательной» нагрузки в течение определенного времени. Однако приходится считаться с возможностью длительных затиший или слабых ветров. В таких условиях к указанному на рис. 3.17. комплекту оборудования необходимо добавить небольшой бензиновый генератор для зарядки аккумуляторной батареи.

В приложениях 3.5. и 3.6. приведены основные технические данные зарубежных и отечественных малых ветроустановок.

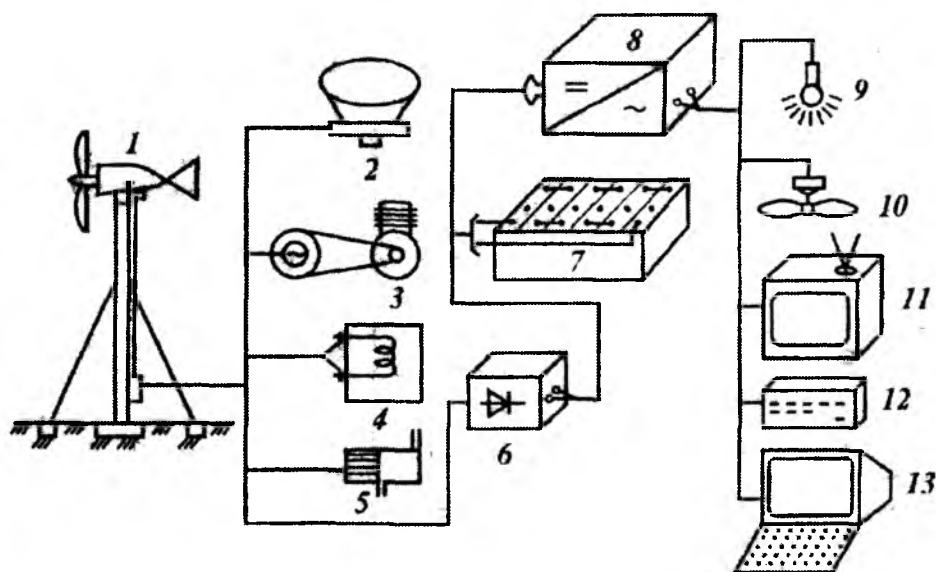


Рис. 3.19 Схема малой ветроэнергетической установки с потребителями: 2+5 — потребители, допускающие широкие пределы изменения напряжения ($\pm 20\%$) и частоты ($\pm 10\%$), работа которых может быть приурочена к наличию ветра, могут подключаться непосредственно к ветроустановке на напряжение 380 В переменного тока (трехфазного или однофазного); 9+13 — потребители, допускающие узкие пределы изменения напряжения ($\pm 5\%$) и частоты ($\pm 2\%$), работа которых приурочена к потребностям человека, могут подключаться к аккумуляторной батарее через инвертор. Условные обозначения: 1 — ветроустановка, обеспечивающая поддержание напряжения в пределах $\pm 10\%$ от номинального 380 В, и частоты $\pm 10\%$ от номинального 50 Гц; 2 — соломорезка (измельчитель); 3 — компрессор; 4 — нагреватель воздуха или воды; 5 — насос; 6 — выпрямительно-зарядное устройство; 7 — аккумуляторная батарея; 8 — инвертор; 9 — электролампа; 10 — аэрокондиционер; 11 — телевизор; 12 — приемник; 13 — персональный компьютер

ГЛАВА 4. ЭКОНОМИКА ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Как и во всякой другой отрасли энергетики основными экономическими показателями ветроэнергетики являются удельная стоимость установленной мощности (руб./кВт, долл. США/кВт или евро/кВт) и стоимость электроэнергии от ВЭС (руб./кВт·ч, центы США/кВт·ч, центы евро/кВт·ч). В последних работах в оценке капитальных затрат используется также показатель – удельной стоимости на единицу ометаемой поверхности. Здесь и далее все экономические оценки даются в европейской (евро) или мировой (долл. США) валютах, поскольку более или менее надежные стоимостные оценки в отечественной валюте отсутствуют.

Капитальные затраты включают в себя стоимость ветроустановки на заводе, затраты на транспортировку оборудования, строительные работы, работы и оборудование по присоединению к сетям энергосистемы, плата за землю и за банковский кредит.

Стоимость электроэнергии от ВЭС зависит прежде всего от объема вырабатываемой электроэнергии, который в свою очередь определяется в основном величиной среднегодовой скорости ветра, затрат на обслуживание и эксплуатацию, срока службы ветроустановки, ставки дисконтирования платы за кредит, а также от величины капитальных вложений (отчисления на амортизацию). Необходимо помнить, что стоимость электроэнергии от ВЭС является обобщающим экономическим показателем. Зачастую при больших капитальных вложениях стоимость, а точнее себестоимость производства электроэнергии (cost production), на ВЭС1 может оказаться ниже, чем при меньших капитальных вложениях на ВЭС2, потому что на ВЭС1 вырабатывается существенно больше электроэнергии из-за лучших ветровых условий.

Прежде всего следует отметить отрядный факт состоящий в том, что удельные капитальные затраты и себестоимость производства электроэнергии на ВЭС за последние 25 лет существенно снизились. Такой устойчивой тенденцией не может похвастаться ни одна отрасль энергетики, и даже наоборот: в топливной энергетике из-за постоянного роста цен на топливо и повышения требований к вредным выбросам от тепловых электростанций имеется и прогнозируется устойчивый рост удельных капитальных вложений и себестоимости электроэнергии. Аналогичным образом повышаются эти показатели и на АЭС из-за ужесточения требований к их безопасности. И так, как показано на рис 4.1. и 4.2. за 20 лет удельная стоимость строительства ВЭС снизилась с 4000 до 1000 долл. США/кВт, а себестоимость производства электроэнергии с 30 до 4 центов США/кВт·ч.

В период с 2000 по 2003 годы наблюдалось дальнейшее снижение удельной стоимости ВЭС, а затем до 2008 года происходит рост удельной стоимости в связи с подорожанием всех материалов и услуг. Однако, по оценке EWEA снижение удельной стоимости ВЭС будет иметь место начиная с 2008 по 2030 годы (рис. 4.3.)

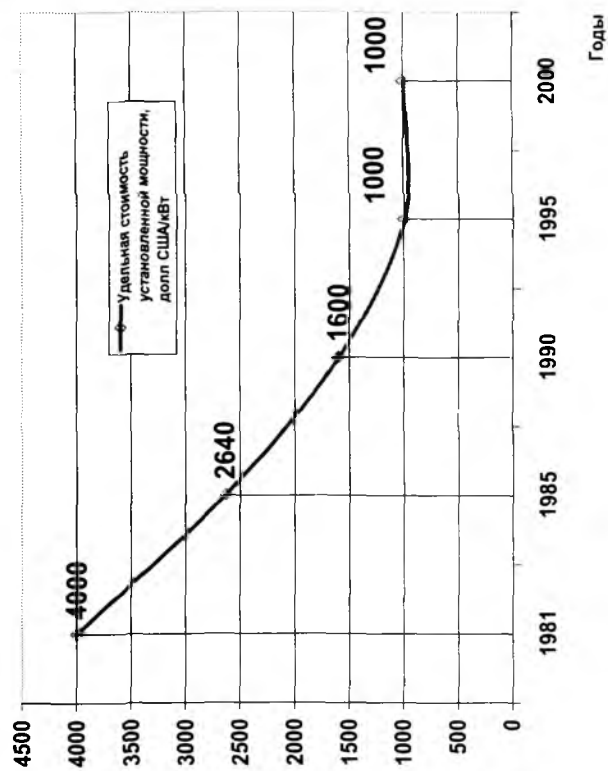


Рис. 4.1. Изменение удельной стоимости установленной мощности ВЭС с 1981 по 2000 годы.

Источник: EWEA

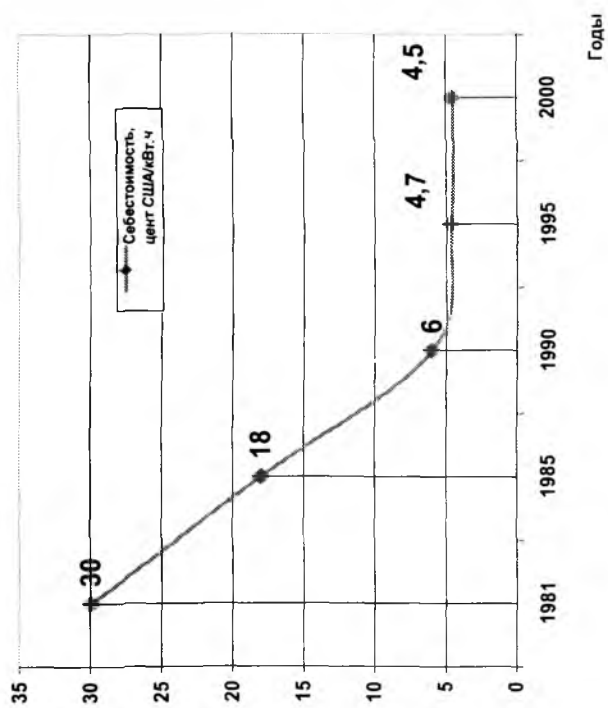


Рис. 4.2. Изменение себестоимости электроэнергии на ВЭС с 1981 по 2000 годы.

Ниже рассматриваются зависимости основных экономических показателей от различных факторов.

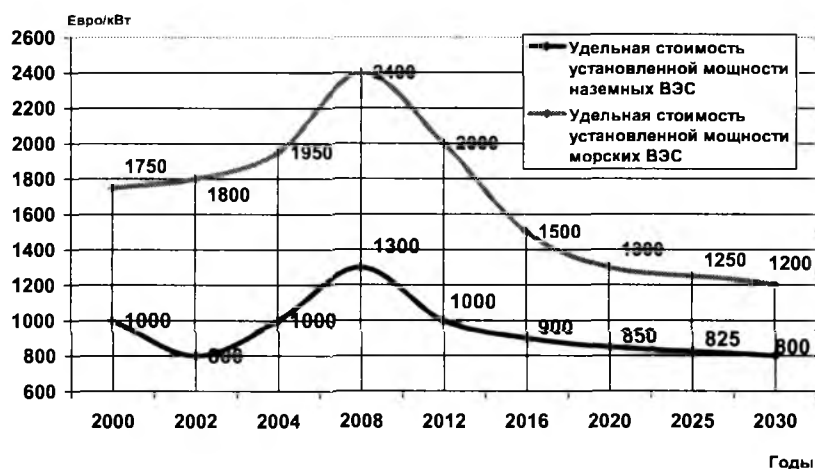


Рис. 4.3. Состояние и перспективы изменения удельной стоимости установленной мощности наземных и морских ВЭС.

Источник: European Commission and EWEA.

4.1. Капитальные вложения

Конкретные данные о соотношении стоимости собственно ветроустановки (заводская стоимость) и сопутствующих затрат показано в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Структура стоимости строительства ветроустановки мощностью 2 МВт (среднестатистические данные) по Европе, 2007 год.

Компоненты	Средняя стоимость, €/кВт	В % от общей стоимости	В % от стоимости ветроустановки
Стоимость турбины, включая транспортировку.	928	75,6	100,00
Фундамент	80	6,5	8,62
Электроаппараты	18	1,5	1,94
Подключение к сети	109	8,9	11,75
Системы управления	4	0,3	0,43
Консультации	15	1,2	1,62
Земля	48	3,9	5,17
Финансовое обеспечение	15	1,2	1,62
Дорога	11	0,9	1,19
Всего	1228	100	132,33

Источник : Riso DTU

Как видим, увеличение стоимости проекта составило более 32% от стоимости ВЭУ. Следует оговориться, что в приведенной таблице не указаны транспортные расходы, которые для внутренних поставок могут быть включены в стоимость оборудования. Не указаны также и стоимость проектных работ, которые иногда частично входят в соответствующие разделы приведенной таблицы. Во всяком случае, таблица дает хорошую ориентировку для предварительной оценки стоимости сооружения ВЭС.

Обобщающие данные по компонентам затрат на основе данных за 2001–2002 годы по строительству ВЭС средней мощности (850 кВт – 1 МВт) в передовых по ветроэнергетике странах Европы (Германия, Испания, Дания, и Великобритания) приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2. – Структура затрат на сооружение ветроустановки средней мощности (850 кВт ... 1,5 МВт) на основе данных Германии, Дании, Испании и Великобритании за 2001–2002 годы.

Компоненты затрат	Доля от общей стоимости, %	Доля в прочих затратах, %
Ветротурбина (заводская цена)	74-82	—
Фундамент	1-6	20-25
Электрическое оборудование	1-9	10-15
Подключение к сети	2-9	35-45
Консалтинг	1-3	5-10
Земля	1-3	5-10
Финансовые затраты	1-5	5-10
Сооружение дороги	1-5	5-10

Источник: Renewable Energy World, July-August, 2004. vol 7, num. 4. p.126-137.

Показано, что стоимость собственно ветроустановки составляет порядка 74-82 % от общей стоимости строительства. А среди “прочих затрат”, т.е. затрат по сооружению ВЭС основными являются затраты на сооружение фундамента и на подключение к сети.

Зависимость удельной стоимости от единичной мощности ВЭУ, а также иллюстрация развития ветроэнергетики за 20 лет с 1981 по 2000 год показана в табл. 4.3.

Таблица 4.3. – Динамика удельной стоимости в зависимости от единичной мощности ВЭУ.

Показатели	1981 г.	2000 г.	2007 г.
Мощность ВЭУ, кВт	25	1650	2000
Диаметр ротора, м	10	41	80
Ометаемая поверхность, м ²	78,5	3957	5027
Общая стоимость, тыс. \$	65	1300	2294
Удельная стоимость, \$ /кВт	2600	790	1147

Источник: EWEA.

Примечание: приведенные данные для одних и тех же ветровых условий.

При увеличении единичной мощности ВЭУ с 25 кВт в 1981 г. до 2000 кВт в 2007 г., удельная стоимость установленной мощности ВЭС уменьшилась с 2600 долл. США / кВт до 1147 долл. США / кВт.

Заводская стоимость некоторых ветроустановок на рынках Европы приведена в приложении, где наряду с заводской ценой ВЭУ приведены основные технические данные.

В таблице 4.4. представлены данные по удельной стоимости ветроустановок Германии мощностью от 60 до 2000 кВт.

Таблица 4.4. Удельные капитальные вложения на единицу установленной мощности в строительство ветроустановок в Германии

Единичная мощность ВЭУ, кВт	Среднее значение удельной стоимости установленной мощности, евро/кВт	Количество ВЭУ, по которым имеются данные, шт.	Диапазон изменения удельной стоимости установленной мощности, евро/кВт
60	1338	2	1310-1367
275	691	3	654-709
600	898	14	792-1008
640	747	1	747
750	724	3	688-757
900	783	2	772-794
1000	1002	8	828-1240
1250	927	4	839-1026
1300	967	3	896-1041
1500	1050	24	800-1203
1670	848	2	816-880
1800	1036	4	940-1167
2000	856	4	750-950

Источник: BWE Windenergie 2003.

Примечание: 1. В стоимость включена собственно поставка оборудования, его монтаж и система передачи данных, не включены стоимость фундамента, подключения к сети, строительство дороги, земли.

2. Минимальная удельная стоимость установленной мощности относится к ВЭУ с наименьшей стандартной высотой башни.

Удельные капитальные вложения, даже для ВЭУ одной мощности имеют довольно большой диапазон изменений – до 30 и более процентов, а средние удельные капитальные вложения находятся в диапазоне от 700 до 1000 евро / кВт.

4.2 Себестоимость производства электроэнергии

Как сказано выше, основным показателем, определяющим себестоимость является годовое производство электроэнергии. Однако само по себе оно не дает представления об эффективности. Для любого вида электростанций эффективность их работы оценивается показателем называемым коэффициентом использования установленной мощности ($K_{иум}$). Это есть отношение фактической годовой выработки генерирующего устройства к максимально возможной. Другими словами этот коэффициент можно представить следующим образом:

$$\text{Коэффициент использования установленной мощности} = \frac{\text{Действительная выработка электроэнергии за данный период времени}}{\text{Энергия, которая может быть выработана, если генератор будет работать со 100\%-ной мощностью весь данный период времени}}$$

Наибольшее количество современных ВЭУ, подключенных к энергосистеме, работают с коэффициентом использования установленной мощности от 0,15 до 0,30. Электростанции на невозобновляемых источниках энергии работают с коэффициентом от 0,4 до 0,8. Например, в 2005 году коэффициент использования установленной мощности всех электростанций России составил 0,5.

Коэффициент использования установленной мощности любого генерирующего источника зависит:

- * о как часто требуется его останавливать, устранять неисправности или проводить ремонтные и регламентные работы и сколько на это потребуются времени. И чем больше требуется остановок, и чем они продолжительнее, тем меньше упомянутый выше коэффициент;

- * от графика нагрузки, т.е. требуемой потребителем мощности, которая меняется в течение суток, месяца и года от нуля до максимального значения, причем максимальная мощность требуется обычно в течение нескольких часов.

У ветроустановок этот коэффициент ещё зависит от наличия ветра и его скорости. Вот почему коэффициент использования установленной мощности ветроустановок существенно меньше, чем у других генераторов, хотя ветроустановки в хороших ветровых условиях работают с $K_{иум} = 0,5$.

Аналогичную смысловую нагрузку имеет показатель: "число часов использования установленной мощности" (ЧЧИУМ). Как известно, в году имеется $T = 8760$ часов. Из сути названия вытекают формулы для определения ЧЧИУМ:

$$\text{ЧЧИУМ} = K_{иум} \cdot T = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{N_{\text{уст}}}, \text{ где:}$$

$\mathcal{E}_{\text{год}}$ / кВт·ч / – энергия, произведенная установкой в течение года;
 $N_{\text{уст}}$ / кВт / – установленная мощность генератора.

В таблице 4.5 приведены расчетные показатели использования установленной мощности ветроустановок Германии в широком диапазоне мощностей: от 30 до 2750 кВт. Для указанных ВЭУ $K_{иум}$ находится в диапазоне от 19% до 30%, а ЧЧИУМ – от 1700 до 2700 часов. Как было сказано выше, фактические эксплуатационные показатели также находятся в этом диапазоне.

Таблица 4.5. Показатели использования установленной мощности

№ п/п	Единичная мощность ВЭУ, кВт	Количество ВЭУ, по которым имеются данные	Удельная расчетная выработка, кВт·ч/м²·год		Число часов использования установленной мощности, ч		Коэффициент использования установленной мощности, %	
			среднее значение	диапазон изменения	среднее значение	диапазон изменения	среднее значение	диапазон изменения
1.	30	1	519	519	2295	-	26,2	-
2.	100	1	624	624	2160	-	24,7	-
3.	250	2	749	726-773	1980	1917-2043	22,6	21,9-23,3
4.	300	2	785	765-805	1857	1808-1898	21,1	20,6-21,7
5.	600	11	821	717-928	2372	2008-2605	27,1	22,9-29,7
6.	750	3	844	767-908	2070	1883-2227	23,6	21,5-25,4
7.	800	5	791	732-853	1915	1796-2095	21,9	20,5-23,9
8.	850	3	948	907-991	2367	2265-2475	27,0	25,9-28,2
9.	900	4	846	783-899	2120	2009-2266	24,2	22,9-25,9
10.	1000	7	895	834-999	2380	1992-2695	27,2	22,7-30,8
11.	1250	3	921	885-983	2323	2164-2529	26,5	24,7-28,9
12.	1300	6	843	753-938	1875	1633-2041	21,4	18,7-23,3
13.	1500	44	906	757-1117	2557	1945-3025	29,2	22,2-34,5
14.	1750	3	781	736-803	1915	1805-1968	21,8	20,6-22,5
15.	1800	4	1061	955-1149	2268	2041-2457	25,9	23,3-28,0
16.	2000	7	979	945-1013	2298	1717-2580	26,2	19,6-29,5
17.	2300	3	961	907-1007	2658	2507-2787	30,3	28,6-31,8
18.	2500	4	979	864-1052	1967	1737-2115	22,5	18,8-24,1
19.	2750	2	993	954-1033	2397	2306-2488	27,4	26,3-28,5

Источник: BWE Windenergie 2003.

Примечание: *1 Наибольшая удельная выработка относящаяся к ВЭУ с наибольшей для данного типа высотой башни

2 Выработка определена при средней скорости 8 м/с и коэффициенте формы $K_{\phi} = 2,0$ в распределении Вейбулла.

Таблица 4.6. Удельная расчетная выработка на единицу ометаемой поверхности ветроустановок

Единичная мощность ВЭУ, кВт	* Среднее значение удельной расчетной выработки, кВт·ч/м² год	Количество ВЭУ, по которым имеются данные	Диапазон изменения удельной расчетной выработки, кВт·ч/м² год
30	519	1	519
100	624	1	624
250	749	2	726-773
300	785	2	765-805
600	821	11	717-928
750	844	3	767-908
800	791	5	732-853
850	948	3	907-991
900	846	4	783-899
1000	895	7	834-999
1250	921	3	885-983
1300	843	6	753-938
1500	906	40	757-1117
1800	1061	4	955-1149
2000	979	2	945-1013
2300	961	3	907-1007
2500	979	4	864-1052
2750	993	2	954-1033

Источник: BWE Windenergie 2003.

Примечание: *Наибольшая удельная выработка относится к ВЭУ с наибольшей для данного типа высотой башни

Весьма оптимистические данные по оценке $K_{\text{нум}}$ имеются в Великобритании. Расчеты по 50 ветростанциям с общей установленной мощностью 548,625 МВт, вырабатывающих 1593,81 ГВт·ч электроэнергии средний $K_{\text{нум}}$ составил 0,332. При этом диапазон этого показателя колеблется от 0,152 до 0,51! Единичная мощность ВЭУ составляет довольно широкий диапазон: 200-225-300-400-450-500-600-770-850-1000-1300-2300 кВт.

Наименьших $K_{\text{нум}} = 0,152$ отмечен у ВЭУ “Garter” мощностью 300 кВт, наибольший $K_{\text{нум}} = 0,51$ у ВЭУ “Vestas” мощностью 660/850.

Распределение $K_{\text{нум}}$ по суммарной мощности ВЭУ таково: только 2% ветроустановок от общей мощности имеют $K_{\text{нум}}$ меньше 0,25; 16% имеют $K_{\text{нум}}$ в диапазоне 0,25-0,3; 35% или 192 МВт – из 548,6 МВт имеют $K_{\text{нум}}$ в диапазоне

0,3—0,35, и 252 МВт (46 %) имеет $K_{\text{иум}}$ более 0,35. Это один из самых высоких показателей в Европе.

Характерным показателем работы ветроустановок является удельная выработка электроэнергии на единицу площади ометаемой поверхности. При вращении ветроколеса ВЭУ описывает круг, площадь которого как известно, равна πR^2 или $\pi D^2/4$. Этой площадью определяется энергия ветра, преобразуемая далее в электрическую энергию. В таблице 4.6 приведены данные по широкому ряду мощностей ветроустановок от 30 до 2750 кВт для которых средняя удельная расчетная выработка составила от 519 до 1060 кВт·ч/м² в год.

Все указанные выше показатели: $K_{\text{иум}}$, ЧЧИУМ, удельная выработка на единицу площади ометаемой поверхности позволяют с точностью 10-15% предварительно определить объем выработанной энергии ветроустановкой, не проводя громоздких вычислений, или проверить эти вычисления на достоверность. Это делается по простейшей формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N_{\text{уст}} \cdot K_{\text{иум}} \cdot T$$

Задаваясь значением $K_{\text{иум}}$ и зная установленную мощность ВЭС, можно в первом приближении спрогнозировать годовую выработку при разных средних скоростях ветра. Имея ввиду, что чем выше средняя скорость ветра, тем выше $K_{\text{иум}}$, однако практические значения $K_{\text{иум}}$ лежат в обозначенных выше пределах.

Себестоимость производства (cost production) электроэнергии на ВЭС существенно уменьшилось за последние 25 лет. Помимо приведенных на рис. 4.1 обобщенных данных имеются многочисленные доказательства этого процесса. Так, на ветроустановках в штате Калифорния (США), себестоимость электроэнергии снизилась с 0,45 долл. США за кВт·ч в 1980 году до 0,10 долл. США за кВт·ч в начале 90-х годов. Кратное снижение себестоимости почти в четыре раза с 1,2 до 0,3 ДKK/кВт·ч за период с 1981 по 1998 год зафиксировано и в Дании.

На уровне 2000 года средняя себестоимость в мире составила 0,047 долл. США за кВт·ч, а удельные капитальные вложения – 1000 долл. США за кВт. На основании исследований, проведенных в 1998-1999 годах по заданию Международного энергетического агентства (МЭА), был составлен прогноз снижения себестоимости до 3,3 цента США за кВт·ч в 2010 году и 2,8 цента США за кВт·ч в 2015 году. По оценкам, проведенным в 2004 году, в будущем снижении себестоимости, определяющее это снижение различные затраты, имеют следующий вес:

- * снижение массы ветротурбин – 35%, увеличение эффективности преобразования ветровой энергии (аэродинамика лопастей и КПД генератора) – 5%;
- * оптимизация производства ВЭУ на предприятиях – 50%,
- * снижение стоимости фундамента, подключения к сети, эксплуатации и обслуживания – 10%.

В 1996 году по заданию Калифорнийской энергетической комиссии были проведены расчеты себестоимости производства электроэнергии на различных электростанциях (без учета субсидий и экологического налога).

Распределенная на весь срок службы себестоимость (levelized costs, цент США за кВт·ч) составила на: угле – 4,8-5,5; газе – 3,9-4,4; ГЭС – 5,1-11,3; биомасса – 5,8 – 11,6, АЭС – 11,1-14,5; ветер (без РТС) – 4,0-6,0; ветер (с РТС) –

3,3– 5,3 (РТС – production tax credit – снижение производителю энергии налога на 1,5 цента США за каждый кВт·ч произведенной энергии). Эта форма стимулирования в США действует и по настоящее время. При этом было отмечено, что себестоимость на газе подвержена очень большим колебаниям, так в течение 2001 года из-за цены на газ, себестоимость энергии поднималась до 20 центов США за кВт·ч.

Как видим, себестоимость электроэнергии на ВЭС не существенно отличается от себестоимости электроэнергии, производимой на традиционных электростанциях.

Отметим факторы, существенно влияющие на себестоимость электроэнергии на ВЭС.

Во-первых, это среднегодовая скорость ветра, являющаяся главным фактором. Так, если на ВЭС при средней годовой скорости ветра 7,16 м/с себестоимость составила 4,8 цента США за кВт·ч, но при скорости 8,08 м/с себестоимость снижается до 3,6 цента США за кВт·ч и при 9,32 м/с она составит 2,6 цента США за кВт·ч.

Зависимость расчетной себестоимости электроэнергии от ветрового режима (числа часов использования установленной мощности), показана на рис. 4.2. Себестоимость на уровне 6-8 евроцентов за кВт·ч имеет место на участках с низкой среднегодовой скоростью ветра (5-6 м/с), себестоимость порядка 4-5 евроцентов за кВт·ч – на благоприятных прибрежных участках (7-10 м/с). Такие участки в Европе имеются в Великобритании, Ирландии, Франции, Дании и Норвегии. В России таких участков также достаточное количество: Краснодарский край, Калининградская и Ленинградская области, Карелия, Мурманская и Архангельская области, а также восточное побережье Японского моря и все побережье севера Ледовитого океана.

Во-вторых, масштаб ВЭС. Так, по расчетам американской ветроэнергетической ассоциации, если на ВЭС мощностью 3 МВт, себестоимость составила 5,9 центов США за кВт·ч, то при прочих равных условиях на ВЭС мощностью 50 МВт себестоимость снижается до 3,6 цента США за кВт·ч.

Прогноз снижения себестоимости до 2010 года, представленный на рис. 4.3, составлен с учетом темпов роста установленной мощности. Так при удвоении установленной мощности за 5 лет себестоимость электроэнергии на ВЭС меньше на 1 евро цент за кВт·ч, чем себестоимость при удвоении мощности за 10 лет. При таком подходе снижению себестоимости способствуют все факторы, указанные выше, в том числе снижение расходов на эксплуатацию.

В третьих. Ветроэнергетика является капиталоемкой отраслью. Поэтому она весьма чувствительна к величине платы за кредит (interest rate). Имеются исследования, утверждающие, что если бы условия финансирования ВЭС были аналогичными с финансированием станций на газе, то себестоимость снизилась на 40%. Более наглядно, это показано на рис. 4.4. Так повышение банковского процента с 5 до

10 процентов годовых приводит к увеличению себестоимости на 1-2 цента США за кВт·ч. Зарубежная ветроэнергетика использует кредиты с минимальным банковским процентом. На этом же рис. отражена по существу зависимость себестоимости от скорости ветра, поскольку увеличение часов использования установленной мощности на 80-90% определяется ветровыми условиями.

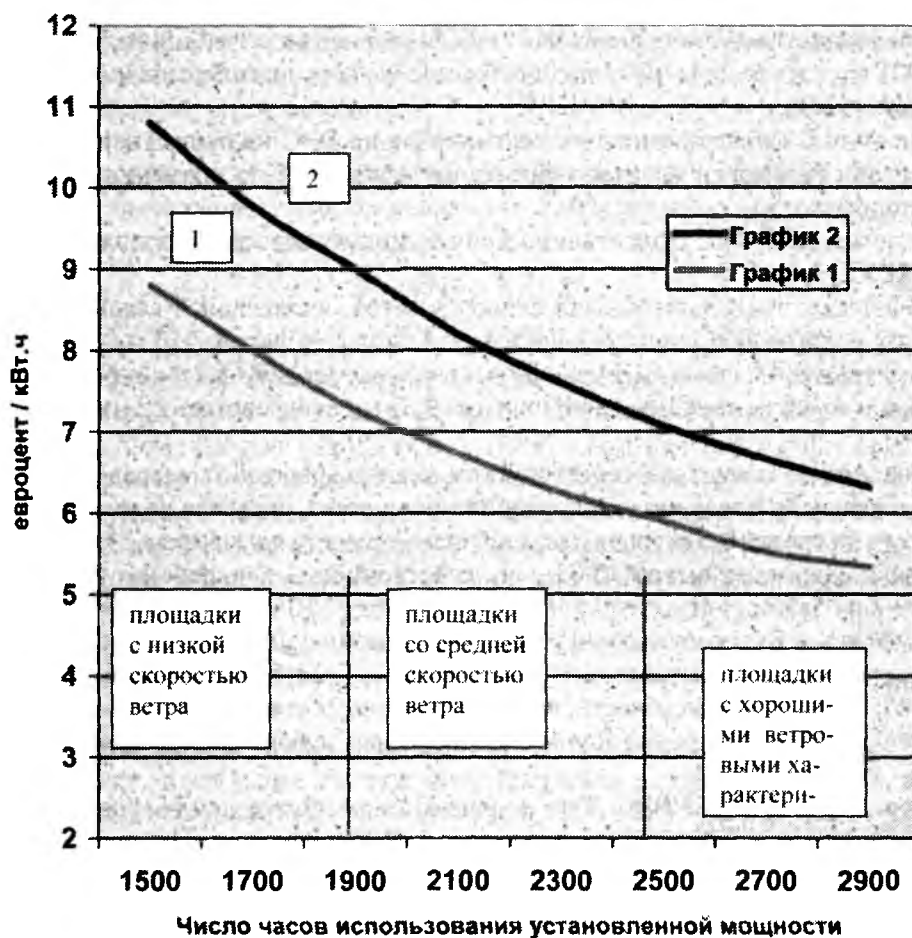


Рис. 4.2. Расчетные значения себестоимости электроэнергии от ВЭС как функция числа часов использования установленной мощности и удельной стоимости ВЭУ

График 1 – 1100 € / кВт

График 2 – 1400 € / кВт

Источник: Riso DTU

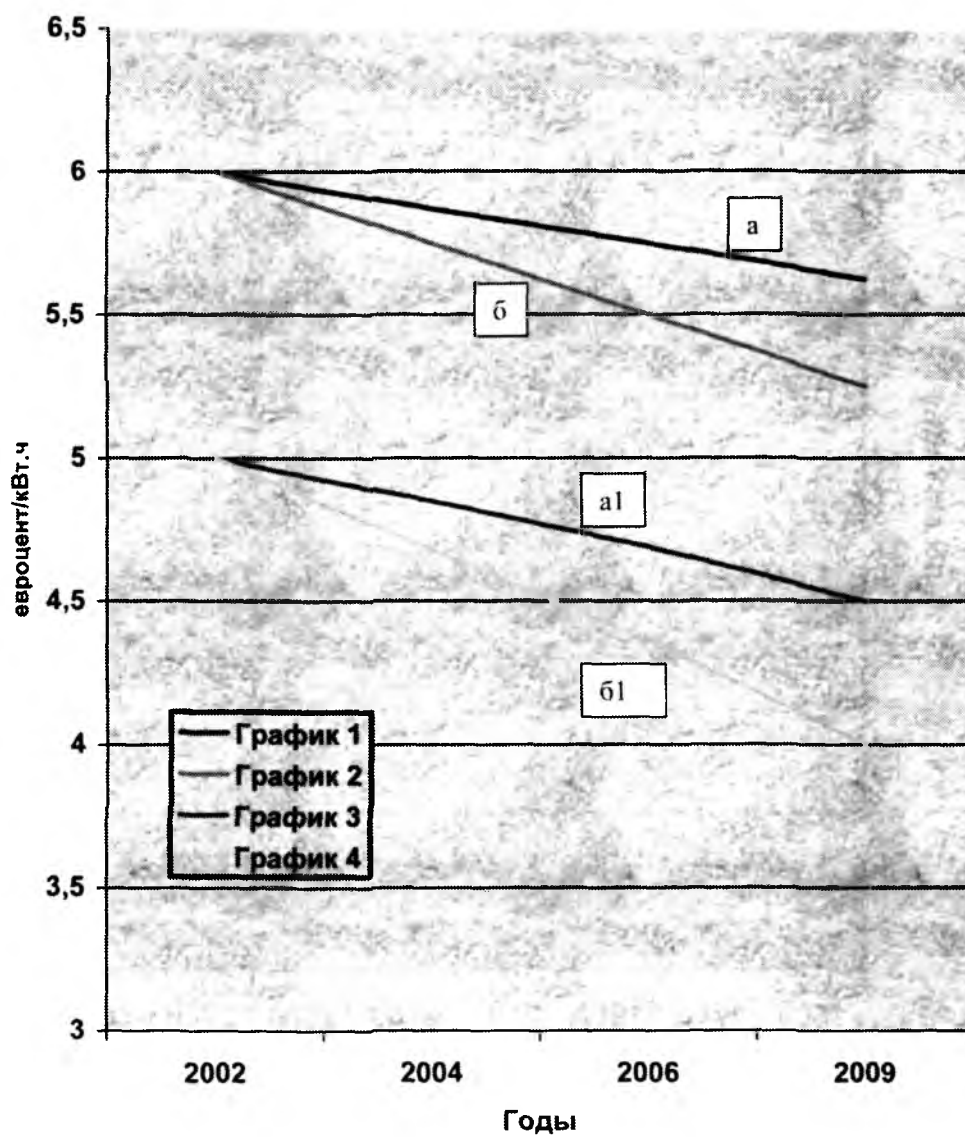


Рис. 4.3. Прогноз изменения себестоимости производства электроэнергии на ВЭС за счет увеличения темпов роста установленной мощности при исходной себестоимости 5 с€/кВт.ч и 6 с€/кВт.ч

а и а1 при удвоении установленной мощности ВЭУ за 10 лет
б и б2 при удвоении установленной мощности ВЭУ за 5 лет

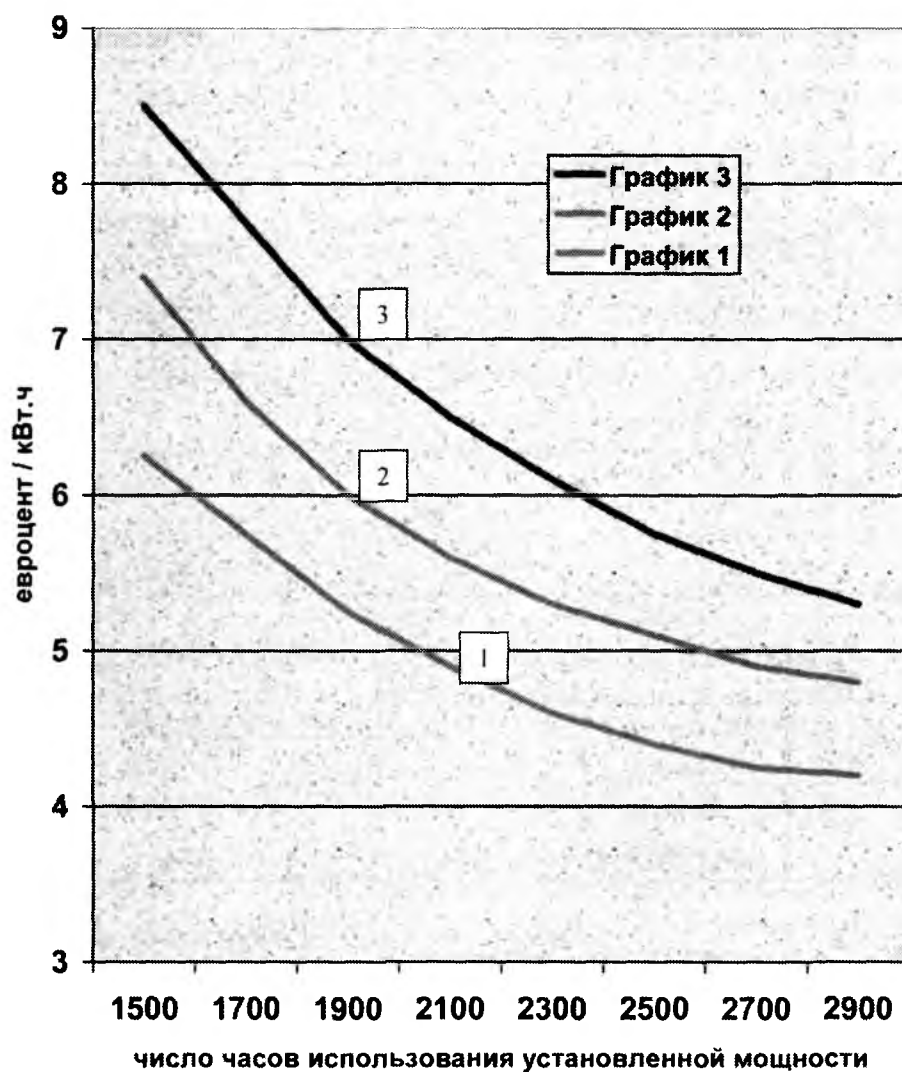


Рис. 4.4. Зависимость себестоимости производства электроэнергии на ВЭС от числа часов использования установленной мощности и величины процента за кредит

В четвертых, снижению себестоимости способствовал рост единичной мощности ВЭУ. Как показано на рис. 4.5 себестоимость электроэнергии от ветроустановки мощностью 95 кВт составила 9 и 11 евро центов за кВт·ч, соответственно для берегового и внутреннего базирования. Аналогичные данные для ветроустановки мощностью 1000 кВт составили соответственно 4 и 4,5 евро центов за кВт·ч.

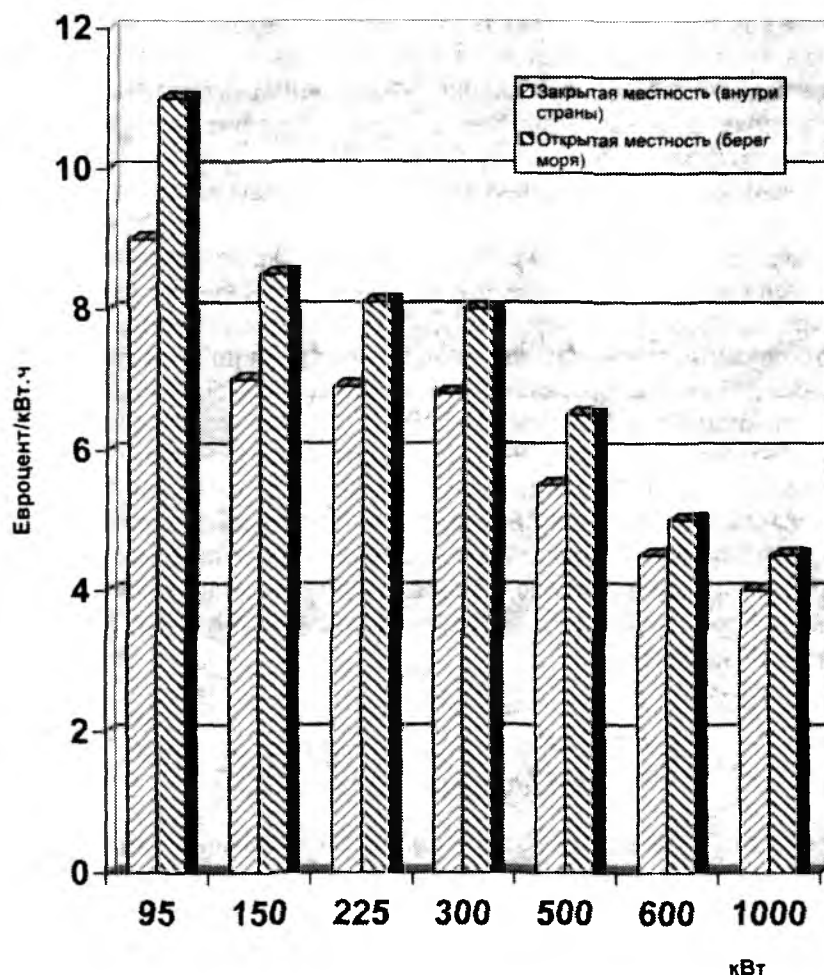


Рис. 4.5. Зависимость себестоимости производства электроэнергии на ВЭС от единичной мощности ВЭУ и места установки

Необходимо иметь ввиду “скрытый” резерв в повышении конкурентоспособности ВЭУ в части себестоимости электроэнергии. В ряде Европейских стран уже существует налог на электроэнергию от тепловых электростанций, как компенсация расходов на защиту окружающей среды (*environmental costs*). Естественно электроэнергия, получаемая на ВЭС, таким налогом не облагается. Выше были рассмотрены “внешние” факторы себестоимости электроэнергии. Основные “внутренние” присущие ветроэнергетике являются эксплуатационные затраты.

В себестоимости электроэнергии на ВЭС существенное значение имеют затраты на эксплуатацию и обслуживание. На протяжении срока службы ВЭУ эти затраты оцениваются в 20-25% от общей себестоимости. Пока ВЭУ достаточно

новая, затраты на эксплуатацию и обслуживание могут составлять 10-15%, а к концу срока службы могут увеличиться до 20-35% от общей себестоимости. Указанные затраты имеют следующие составляющие: страховка, аренда земли, регулярное техническое обслуживание, проведение ремонта, запасные части и расходы на управление. Большинство из этих составляющих могут быть оценены достаточно точно.

Определенные проблемы для оценки представляют расходы на ремонт и запасные части.

Основываясь на опыте Германии, Исландии, Великобритании и Дании затраты на эксплуатацию оцениваются на уровне 1,2-1,5 евро цента за кВт·ч на протяжении полного срока службы ВЭУ. По данным Испании немного менее 60% от этой суммы идет непосредственно на затраты по эксплуатации и техническому обслуживанию. Остальные 40% почти равномерно распределяются между страхованием и арендой земли.

Все, сказанное выше про ВЭС работающих в энергосистеме, распространяется и на ветродизельные станции, называемые в зарубежной литературе они называются “stand-alone”, если буквально – “отдельно стоящие”. Однако экономика таких станций и их конкурентоспособность целиком определяется местной ценой на привозное топливо. По опыту немногих таких станций, если экономия топлива составляет 20% и более, их сооружение имеет положительный экономический эффект.

4.3. Способ предварительной оценки срока окупаемости ВЭС

Как известно срок окупаемости капитальных вложений является одной из главных оценок эффективности сооружения электростанции. Современные способы оценки срока окупаемости (кеш-флоу) требуют существенных затрат времени и денег, а также достоверной информации по всем статьям расходов. Однако получение такой информации сопряжено с большими трудностями, а в современной России зачастую просто невозможно. Для возможно достоверной предварительной оценки расходов при сооружении ВЭС автором предложен способ оценки простого срока окупаемости на базе общеизвестных входных параметров, либо на базе достоверных диапазонов их изменения.

За основу принимается известная формула простого срока окупаемости ($T_{ок}$):

$$T_{ок} = \frac{K}{Д - И} \quad (4.1)$$

где капвложения определяются по формуле:

$$K = C_{уд} \cdot N_{уст} \quad (4.2)$$

где: $C_{уд}$ [руб/кВт] – удельные капвложения в строительство ВЭС;

$N_{уст}$ [кВт] – установленная мощность ВЭС.

Выбранное для расчетов $C_{уд}$, на базе указанных выше данных, позволяет с большой достоверностью оценить капвложения.

Годовые эксплуатационные издержки определяются, как доля (n) капвложений, тогда

$$И = n \cdot K = n C_{уд} \cdot N_{уст} \quad (4.3)$$

Варьируя значением n , можно также правильно оценить диапазон эксплуатационных издержек.

Доход D от продажи электроэнергии ВЭС выразим через объем замещаемого органического топлива ($V_{тут}$) на тепловых электростанциях энергосистемы. Очевидно в этом случае доход будет больше, чем просто стоимость замещенного топлива, поскольку тариф на электроэнергию, выработанную на этом объеме топлива включает и процент рентабельности тепловой станции. Этот момент учитывается коэффициентом " $v_{тар}$ " равным

$$v_{тар} = T_{эл.эн} / T_{топл.сост.} \quad (4.4)$$

отношению тарифа на электроэнергию к топливной составляющей тарифа.

Для тех, кто не может согласиться с нашим подходом всегда может принять $v_{тар} = 1$, что не опровергает конечных результатов расчетов.

Итак, доход принимается равным:

$$D = V \cdot C_{топ} \cdot v_{тар} = \Xi_{год} \cdot q \cdot C_{топ} \cdot v_{тар} = N_{уст} \cdot T_m \cdot q \cdot v_{тар} \cdot C_{топ} \quad (4.5)$$

где: $C_{топ}$ [руб/тут] – цена на топливо для электростанции в данной энергосистеме;

q [тут/кВт·ч] – удельный расход топлива на тепловых электростанциях в данной энергосистеме;

T_m [час] – число часов использования установленной мощности на ВЭС.

После подстановки значений формул (2), (3), и (5) в формулу (1) и преобразований получим формулу простого срока окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{1}{T_m \cdot q \cdot v_{тар} \cdot C_{топ} / C_{уд}} \quad (4.6)$$

Некоторые результаты расчетов представлены на рис. 4.6 и 4.7. Показано, что при удельных капитальных вложениях порядка 1000 долл. США за кВт и числа часов использования установленной мощности на ВЭС порядка 2500 (средние ветровые условия) проектный срок окупаемости не превышает 10 лет, т.е. находится в диапазоне принятом для объектов энергетики.

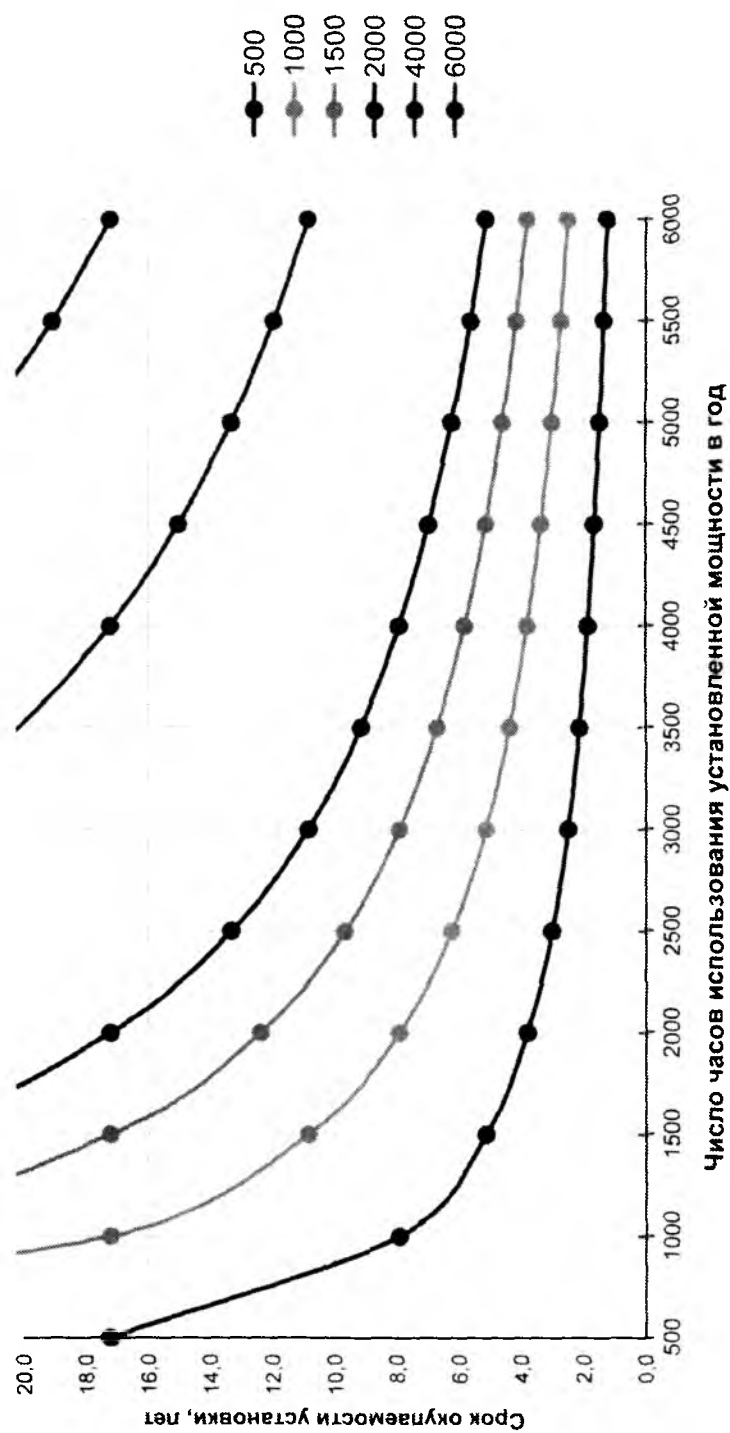


Рис. 4.6. Зависимость срока окупаемости (Т ок.) ветроустановки работающей в энергосистеме, от числа часов использования установленной мощности.

Стоимость органического топлива в энергосистеме \$100/тут, величина годовых издержек – 1% от капитальных вложений, удельный расход условного топлива – 340 г.у.т./кВтгч.

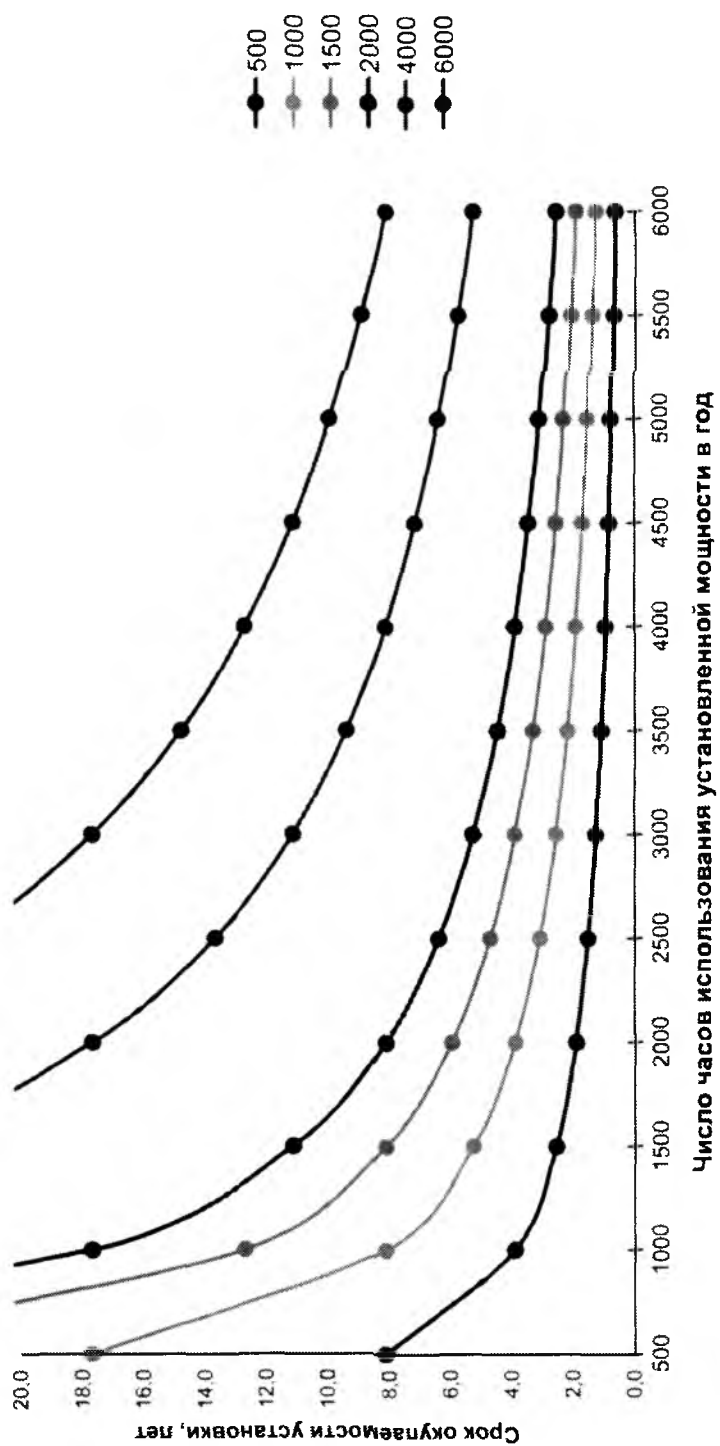


Рис. 4.7 Зависимость срока окупаемости (Т_{ок.}) ветроустановки, работающей в локальной электросети или автономно, от числа часов использования установленной мощности

Стоимость органического топлива на месте сооружения установки – \$300/тут, величина годовых издержек – 1% от капитальных вложений. Удельный расход условного топлива – 380 г.у.т./кВт·ч

ГЛАВА 5. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА И ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА

5.1. Постановка задачи

В настоящем разделе автор попытался с возможно полной объективностью рассмотреть положительные и отрицательные аспекты влияния ВЭС на среду обитания человека. Поскольку в этом вопросе циркулирует множество мифов, исходящих, в основном, от людей, знающих проблему понаслышке, глава призвана дать в руки “защитникам” ветроэнергетики научно-обоснованные аргументы и некоторые цифровые данные. Поскольку в России современная ветроэнергетика находится в зачаточном состоянии, большинство приведенных данных базируется на зарубежных исследованиях.

Вместе с тем намечающийся разворот строительства ВЭС в России, вызывает необходимость адаптации общих требований существующих строительных норм и правил /СНиП/ применительно к этому, обладающему ярко выраженным особенностям к виду строительства.

Так в “Инструкции о порядке разработки согласования, утверждения и состава проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений” (СНиП 11-01-95) пунктом 2.7 устанавливается следующее положение.

Основным документом, регулирующим правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон, является договор (контракт), заключаемый заказчиком с привлекаемыми им для разработки проектной документации проектными, проектно-строительными организациями, другими юридическими и физическими лицами. Неотъемлемой частью договора (контракта) должно *быть задание на проектирование*.

Рекомендуемый состав и содержание задания на проектирование для объектов производственного назначения приведены в приложении А, а жилищно-гражданского назначения – в приложении Б, упомянутого СНиП.

Согласно пункту 11 приложения А техническое задание на проектирование должны содержать *“Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий”*.

Кроме того в составе и содержании проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений (раздел 4. СНиП 11-01-95) предусматривается наличие раздела *“Охрана окружающей среды”*.

В настоящей главе проведена *типизация требований и условий к разработке природоохранных мер и мероприятий, а также даются подходы к оценке влияния ВЭС на окружающую среду*, позволяющие произвести расчеты экологического влияния в соответствии с конкретными параметрами ВЭС и

районом их размещения. Этими данными могут воспользоваться проектные организации при составлении упомянутых выше разделов ТЗ и ТЭО, а также эксперты при проведении экспертизы проектов.

5.2. Среда обитания человека

Часто употребляемое понятие “окружающая среда” является несколько расплывчатым. Более подходящим является на наш взгляд понятие “среда обитания человека”

В обобщенном виде средой обитания человека могут быть названы условия жизнедеятельности человека, живая и неживая природа (wild world), воздух, вода, земля, а также условия функционирования общества. Следовательно необходимо определить влияние или отношение ветроустановок на все указанные выше аспекты. При этом следует исходить из того, что потребность человека в электрической энергии стала необходимым условием существования и развития человеческого общества. Поэтому при оценке влияния ВЭС на среду обитания это влияние необходимо сравнивать с влиянием электрических станций других типов.

В работе рассмотрены следующие факторы влияния ВЭС на среду обитания человека:

- * эрозия почвы;
- * визуальное вторжение в ландшафт;
- * угроза гибели птиц;
- * угроза гибели животных;
- * угроза гибели людей;
- * шум;
- * влияние на работу радио, локационных и телевизионных устройств;
- * наличие выбросов углекислого газа;
- * наличие выбросов твердых веществ и тяжелых металлов;
- * наличие выбросов вредных газов (NO_x , SO_2);
- * потребность в воде;
- * потребность в земле.

Все перечисленные выше факторы могут быть объединены в две группы: негативные и позитивные. Наиболее соответствующее название второй группы – экологические преимущества ветроэнергетики.

5.3. Негативные факторы влияния ВЭС на среду обитания человека и их оценка

Прежде всего следует иметь ввиду, что ветроэнергетика имеет локальное влияние на окружающую среду. Это означает, что никакие аварийные ситуации на ветростанции не могут привести к гибели значительного количества людей и не могут иметь катастрофических последствий для среды обитания человека в отличие от атомных электростанций и гидростанций с высокими плотинами. Рассмотрим более подробно каждое направление.

** Эрозия почвы*

Это явление может возникнуть при разрушении верхнего почвенного слоя при сооружении фундамента ВЭУ, проведение строительно-монтажных работ, строительстве дорог. Особенно это важно в пустынях и тундрах. В этих районах разрушение верхнего твердого покрова может привести к деградации поверхности на значительной площади. При проектировании ВЭС следует проводить оценку опасности эрозии почвы и при наличии таковой необходимо *предусматривать соответствующие мероприятия, в том числе применение специальной техники, специальные способы прокладки дорог и т.п.*

** Гибель птиц и летучих мышей при столкновении с ветроустановками*

Возможность гибели птиц при столкновениями с ветроустановками очевидна. В практике развития ветроэнергетики имелись случаи значительной гибели птиц в восьмидесятых годах в США при интенсивном строительстве ветростанций большой мощности (ВЭС Alamont Pass в Калифорнии). В дальнейшем случаи гибели птиц резко снизились благодаря применению ряда мероприятий. По результатам многочисленных исследований, проводимых по заданию Американской и Европейской ветроэнергетических ассоциаций сделан следующий глобальный вывод. Как бы в будущем ни развивалась ветроэнергетика гибель птиц от ветроустановок не достигнет 1% от других источников человеческой жизнедеятельности, таких как охотники, домашние кошки, высотные здания, автомобили, линии электропередач, телебашни и мачты для связи, пестициды.

По данным Американской ветроэнергетической ассоциации на 10 тысяч случаев гибели птиц в результате человеческой деятельности на долю ветроустановок приходится менее одного случая тогда как другие виды деятельности человека имеют более существенное влияние (табл. 5.1).

Таблица 5.1. Данные о гибели птиц в результате человеческой деятельности в США

№№ пп	Вид деятельности человека, препятствия, сооружения	Оценка количества гибели птиц
1.	Домашние кошки	1 млрд. в год.
2.	Высотные здания	от 100 млн. до 1 млрд. в год
3.	Охотники	100 млн. в год
4.	Автомобили	от 60 млн. до 80 млн. в год
5.	Коммуникационные башни	от 10млн. до 40 млн в год
6.	Пестициды	67 млн. в год
7.	Линии электропередач	от 10 тыс. до 174 млн. в год

(Источники: WWW.nationalwind.org/
WWW.bards.fws.gov/mortality-fact-sheet.pat).

По данным Канадской ветроэнергетической ассоциации в среднем на одну ветроустановку приходится гибель 2-х птиц в год. Однако этот результат достигнут в результате тесного контакта проектировщиков ветростанций с орнитологами. *Непременное правило – не располагать ветростанции на пути миграции перелетных птиц, а также мест охоты хищных птиц.* Определенную роль в сокращении гибели птиц сыграл переход от решёточных башен, используемых птицами в качестве насеста и тем самым увеличивающим вероятность столкновения птиц с лопастями ветроустановок, к башням в виде конической трубы.

Коллизий с летучими мышами на ВЭС зафиксировано очень мало. Общая рекомендация: не располагать ветроустановки вблизи пещер, где летучие мыши сосредотачиваются во время зимней спячки.

** Вторжение в ландшафт*

Появление ветроустановок в привычном природном ландшафте нарушает зрительную память жителей и вызывает у некоторых из них протесты. Эта ситуация аналогична тем, которые возникают при сооружении опор мощных линий электропередач, мостов через ущелья и т.д. Приверженцы индустриальных сооружений находят удовольствие в созерцании творений человеческих рук, а приверженцы дикой природы протестуют против вторжения в природный ландшафт каких-либо сооружений. Однако опыт стран с развитой ветроэнергетикой, к которым, в частности, относятся Германия, Испания, США, Дания, Индия, Италия и ряд других стран показывает, что подавляющее большинство людей одобряют развитие ветроэнергетики и готовы мириться с вторжением ветроустановок в привычный пейзаж. При этом рекомендуется применять следующие подходы к проектированию ВЭС:

** для комплектации ВЭС использование установок одного типа и размера, что дает возможность устанавливать ВЭУ через одинаковые промежутки, удовлетворяя тем самым основные эстетические запросы;*

** проведение компьютерного моделирования с различными вариантами расположения ветроустановок до начала строительства позволяет выбрать вариант наиболее приятный для обзора.*

** Шум*

Шум, производимый ветроустановками, является главным негативным фактором ВЭС. Основные источники акустического шума ВЭУ – гондола, ступица ветроколеса (ВК), лопасти и башня (мачта). Существенное значение могут иметь резонансные колебания (особенно для ВЭУ с переменной частотой вращения ВК), шумы мультипликатора и эффективность применяемых шумопоглощающих (шумоизолирующих) элементов.

Например, в лаборатории инженерной механики MITI (Ибараки, Япония) были проведены исследования акустических характеристик ВЭУ мощностью 15 кВт с ветроколесом диаметром 15 м при скорости ветра 8 м/с. Ось вращения ВК – горизонтальная, на высоте 14,7 м. Редуктор содержит мультипликатор (зубчатые шестерни) и коническую зубчатую передачу. Вал генератора распо-

ложен вертикально в цилиндрической металлической башне, имеющей фланцевые соединения на высотах 1,0, 6,5, и 13 м от ее основания.

Измерения собственных частот башни и акустических характеристик работающей ВЭУ показали, что имеют место флуктуации уровня шума, обусловленные крутильными колебаниями вала ВК. Эти колебания вала передачи возникают при малых нагрузках. Кроме того, обнаружено, что частоты колебаний зубчатых передач могут оказаться в резонансе с частотами собственных колебаний башни. В результате возникают значительные вибрации.

В качестве другого примера могут служить результаты исследований акустического шума двух крупных ВЭУ мощностью 2 и 3 МВт. Основным источником шума этих ВЭУ – мультипликатор. Факторами, определяющими уровень его шума, считаются тип передачи, условия работы, конструкция, рабочие характеристики, размещение. Уровень акустического шума планетарной передачи, обычно применяемой для таких ВЭУ, может быть приблизительно рассчитан по эмпирической формуле в функции передаваемой мощности. Другие источники шума, такие, как генератор, гидравлическое оборудование и лопасти, легко поддаются контролю известными методами.

Результаты измерений уровней шума, излучаемого различными частями ВЭУ, показывают их относительную значимость: гондола – 55, ступица – 47, лопасти – 49, башня – 29 дБА. Измерения проводились в точке на уровне земли в 115 м от башни по направлению ветра. Как видно, сравнительно сильное излучение идет от ступицы ВК. Это обусловлено тем, что она является внешней частью рабочего подшипника и выполнена из стали. Излучение от башни относительно невелико, так как она была изготовлена из армированного бетона. Следует отметить, что при логарифмическом сложении указанных составляющих суммарный шум 56дБ(А) определяет наиболее интенсивная составляющая.

Вышеприведенные примеры измерений шума относятся к относительно устаревшим образцам прошлого века. Более современные ветроустановки не имеют мультипликатора, в конструкциях их гондол используются эффективные звукоизолирующие и звукопоглощающие материалы. Основной составляющей шума таких ВЭУ является аэродинамический шум, производимый лопастями ветро-установок. Его низкочастотные составляющие (1-5 Гц) были проблемой для некоторых ранних проектов ветроустановок, поскольку они отрицательно сказывались на живых организмах. Однако этот недостаток преодолен **25-30 лет назад** инженерными решениями. Аэродинамический шум может быть снижен соответствующим профилированием лопастей, подбора скорости вращения ветроколеса и механизма его ориентации на ветер.

В таблице 5.2. и на рис. 5.1. – 5.4. приведены данные о шумовых характеристиках различных ветроустановок и их зависимость от скорости ветра от расстояния до ветроустановки, от мощности ветроустановки и т.д.

Таблица 5.2. Шум ВЭУ малой и средней мощности у основания мачты

ВЭУ	Диаметр ВК, м	Мощность, кВт	Звуковая мощность при ветре 8м/с, дБА
Ampair 100	0.91	0.1	80
Air 403	1.17	0.4	80
Whisper H40	2.13	0.9	85
BWC 850	2.44	0.85	92
Calorius	5	4.6	88
Gaia	7	6.5	88
Genvind	12.6	23.7	103
Kolibri	12.8	19.1	107
Furldnder	13	30	93
Gaia	13	11.6	89
Pitchwind	14	30	92
Enercon E30	30	200	95

(Источник: Wind-Works.org)

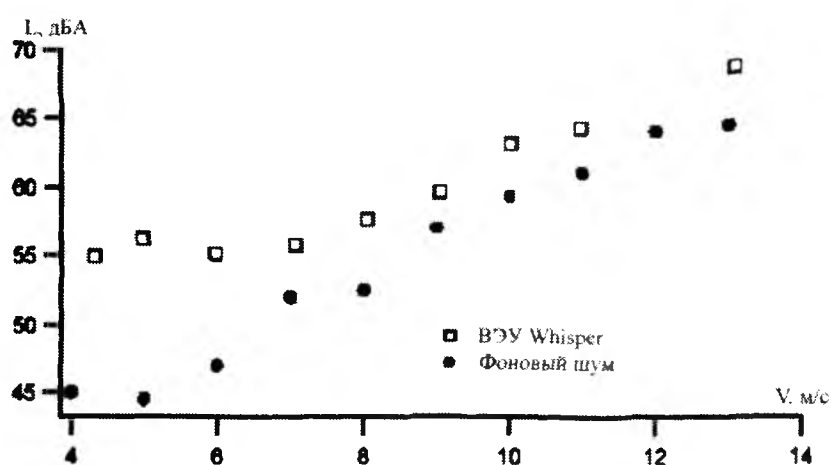


Рис. 5.1. Зависимость уровня шума ВЭУ Whisper 40 от скорости ветра на расстоянии 10м от основания мачты на уровне земли

Источник: Wind Turbine Noise Issues. A white paper prepared by the Renewable Energy Research Laboratory Center for Energy Efficiency and Renewable Energy Department of Mechanical and Industrial Engineering University of Massachusetts at Amherst Amherst, MA 01003)

Для сравнения в таблице 5.3. приведен уровень шума от различных устройств. Из сравнения этих характеристик ясно, что шумовые характеристики

от ВЭУ примерно такие же, как у газонокосилки, стереомузыки, движения автомобилей на автостраде.

Таблица 5.3. Уровень шума от различных устройств

Взлет реактивного самолета	140-120 дБ
Пневматический перфоратор	100 дБ
Механическая обработка деталей	100 дБ
Шум у основания башни мощных ветроустановок	95-100 дБ
тоже, на расстоянии 200 метров	40-45 дБ
Газонокосилка	90 дБ
Стереомузыка	90 дБ
Движение автомобилей на автостраде	70-80 дБ
Машинописное бюро	70 дБ
Офис	60 дБ
Столовая	50 дБ
Работа холодильника	40 дБ
Ночной шум	30 дБ
Шепот	20 дБ
Листопад	10 дБ

В зависимости от места расположения ВЭС от населенного пункта и ландшафта местности (холмы, леса и прочие препятствия) расстояния, приведенные на рис. 5.2., могут оказаться существенно меньшими.



Рис. 5.2. Зависимость уровня шума современной ВЭУ от расстояния от основания башни на уровне земли.

(Источник: Wind Turbine Noise Issues. A white paper prepared by the Renewable Energy Research Laboratory Center for Energy Efficiency and Renewable Energy)

В прил. 5.1. приведены обобщенные шумовые характеристики ветроустановок средней мощности. Данные по шуму от установок большой мощности приведены в прил. 3.3. и 3.4.

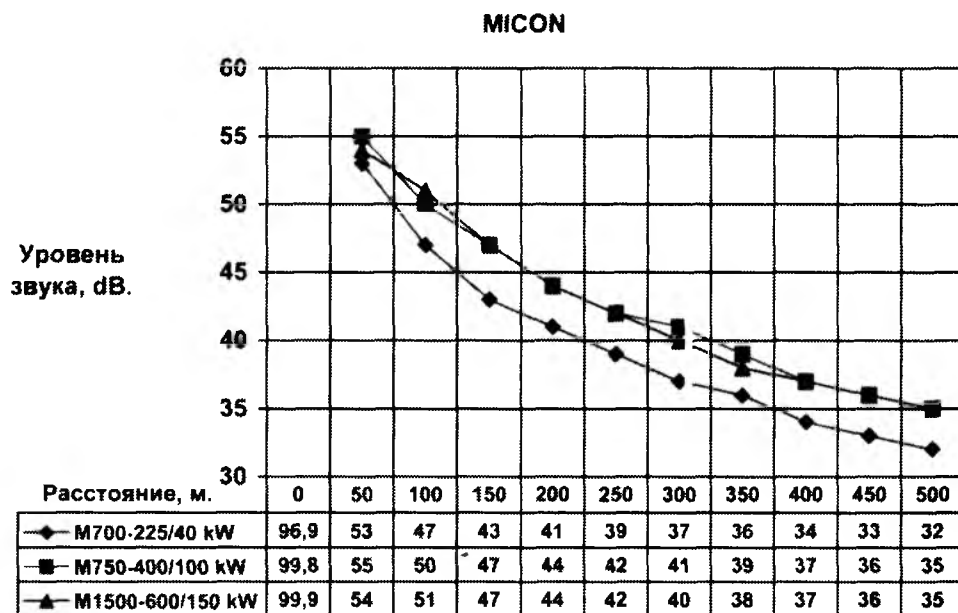
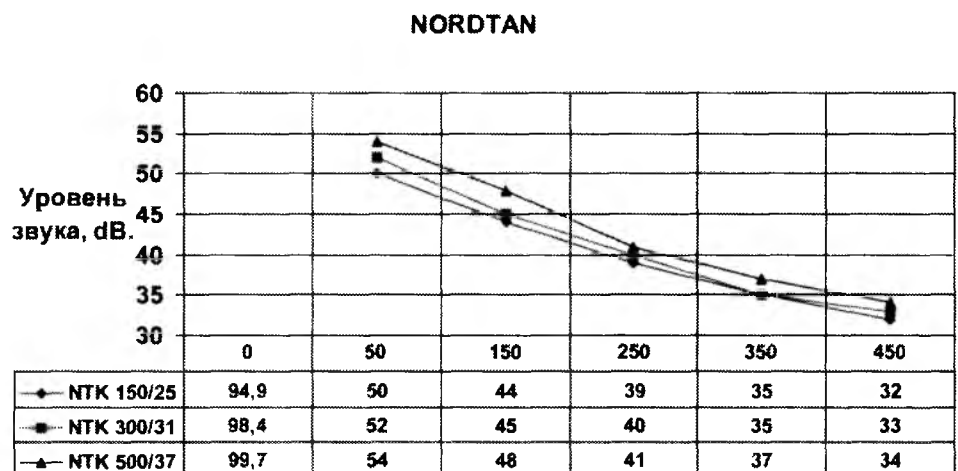


Рис. 5.3. Зависимость уровня шума от расстояния от основания башни.

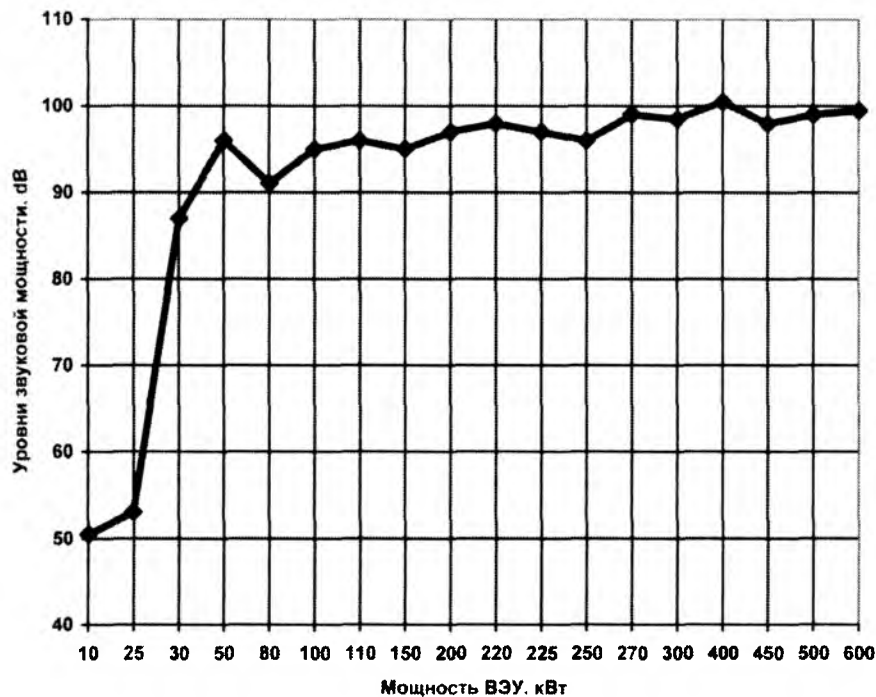


Рис. 5.4. Зависимость уровня звуковой мощности у основания башни от мощности ВЭУ различных фирм.

Относительно нормирования шума ВЭУ необходимо отметить следующее. В настоящее время в мировой практике действуют различные документы, определяющие методики измерения шумовых характеристик ВЭУ для их сертификации. Эти документы изданы International Energy Agency (IEA), American Wind Energy Association (AWEA), International Electrotechnical Commission (IAC) и Commission of the European Communities (CEC). В качестве примеров можно привести следующие документы:

1. American Wind Energy Association Standard: Procedure for Measurement of Acoustic Emissions From Wind Turbine Generator Systems, Tier I – 2.1 (AWEA, 1989).
2. International Electrotechnical Commission IEC 61400-11 Standard: Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques (IEC, 2001). МЭК 61400-11:2002 (Е).
3. International Energy Agency: Expert Group Study on Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, 4. Acoustics Measurements of Noise Emission from Wind Turbines, 3. Edition 1994.
4. ISO 9613-2 – “Acoustics-Attenuation of sound during propagation outdoors – Part 2: General method of calculation”, Dec. 1996.

Однако изложенные в документах процедуры отличаются, в некоторых деталях так как приспособлены к национальным нормативам. Нами за основу принят международный стандарт МЭК 61400-11:2002 (Е).

За рубежом в настоящее время не существует единых стандартов и требований, регламентирующих шум ВЭС. В большинстве стран, однако, существуют национальные стандарты. В качестве примера в таблице 5.4 приведены требования по шуму ВЭУ в некоторых странах.

**Таблица 5.4. Требования по допустимому уровню шума ВЭУ
в некоторых Европейских странах**

Страна	Промышленная зона, дБА	Смешанная зона, дБА	Жилые кварталы, дБА	Спальные районы, дБА
Дания	-	-	40	45
Германия день ночь	65	60	55	50
	50	45	40	35
Голландия день ночь	-	50	45	40
	-	40	35	30

(Источник: Wind Turbine Noise Issues. A white paper prepared by the Renewable Energy Research Laboratory Center for Energy Efficiency and Renewable Energy Department of Mechanical and Industrial Engineering University of Massachusetts at Amherst Amherst, MA 01003)

В России по требованию системы стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1 003-83. «Шум. Общие требования безопасности», санитарным нормам СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допускаемые эквивалентные уровни звука находятся в диапазоне 50-80 дБА. В качестве основы для изложенной ниже рекомендации в приложении 5.2. приведены требования по шуму в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562-96

На основании данных, приведенных в указанных выше приложениях, может быть дана следующая рекомендация: *при расположении ветроустановки на расстоянии 250 м от места постоянного пребывания людей уровень шума не превышает 45 дБ (уровень шума холодильника на кухне), что является вполне приемлемым для жизнедеятельности людей.*

** Угроза гибели животных*

В связи с отсутствием низкочастотных составляющих шума от современных ветроустановок, угроза жизни животных отсутствует. Обычная картина для ветростанций Европы – спокойно пасущиеся между ветроустановок домашние животные. Прекрасно чувствуют себя грызуны и койоты на территории ветростанций Калифорнии и США.

** Угроза гибели людей*

В качестве потенциальной опасности, грозящей гибелью людям, является отрыв лопастей и падение башни. Хотя такие случаи и зафиксированы, однако за все существование современной ветроэнергетики от ветроустановок погиб один человек в Германии. Это был парашютист, которого ветром занесло в зону работающих ветроустановок. Таким образом в отличие от всех других видов электростанций, на которых гибель людей явление нередкое, ветростанции не представляют серьезной угрозы для людей даже в экстремальных условиях: шторм, землетрясение, наводнение и т.д.

** Влияние на работу телекоммуникационных устройств*

До недавнего времени считалось, что помехи радио – и телевизионному приему от ВЭУ незначительны, если избегать их строительства в одну линию по направлению к передающей станции или располагать на достаточном расстоянии. Если передача теле – и радиосигналов осуществляется через спутник, проблема отпадает автоматически. Лопасти первых ветроагрегатов выполнялись из металла или дерева. Металлические лопасти отражают радио– и телевизионные сигналы, а деревянные – поглощают их. Из-за малого количества подобных агрегатов и их небольших размеров они не рассматривались как помеха для радио – и телесигналов. С ростом мощностей и размеров ВЭУ их лопасти почти повсеместно выполняются из стекловолокна, без каких-либо металлических включений, и поэтому они полупрозрачны для теле – и радиосигналов. С дальнейшим увеличением размеров и мощностей ВЭУ до 1 МВт и более для защиты лопастей от ударов молнии внутри лопастей стали закладываться алюминиевые проводники довольно значительного сечения, по которым ток при ударе молнии уходит в землю. Такие лопасти становятся своего рода зеркалами для проходящих радио – и телесигналов.

Помехи, вызванные отражением электромагнитных волн лопастями ветровых турбин, могут сказываться на качестве телевизионных и микроволновых радиопередач, а также на работе различных навигационных систем в районе размещения ветрового парка ВЭС на расстоянии нескольких километров. ВЭУ становится препятствием для сигналов военных радаров. Например, в Великобритании усилились требования по ограничению строи-

тельства ветропарков вдоль побережий. В Норвегии, по оценкам экспертов, учет требований военных приведет к снижению потенциальных ветроэнергоресурсов на 50%. Узко направленный электромагнитный луч радара «видит» все препятствия, включая дома, деревья и, конечно, ветроустановки. Но зона позади ротора ВЭУ невидима для военных мониторов. Для уменьшения или полного устранения этого явления отдел развития фирмы Епегсон совместно с Европейской компанией по противовоздушной и космической обороне изучают вопросы как размещения ВЭУ в составе ветропарков рациональным образом, так и поиска оптимальной конфигурации проводников заземления внутри лопастей ВЭУ.

По данным Ассоциации ветроэнергетики Великобритании (BWEA), авиадиспетчеры вот уже несколько лет жалуются, что стационарные ВЭУ появляются на их радарх и мешают не только самим фактом своего присутствия, но и за счет создания так называемых «теней», которые на экране отображаются, как длинные черточки (рис. 5.5). В этих «тенях», которые достигают нескольких сотен метров, радиолокационная станция не может больше обнаружить никаких объектов. Сигнал от ВЭУ может иметь разную силу в зависимости от погодных факторов, угла поворота и частоты вращения ветроколеса.

В Великобритании в рамках осуществления государственной программы по возобновляемым источникам энергии было проведено серьезное научное исследование электромагнитного взаимодействия ВЭУ и авиационных радаров. По заказу Департамента торговли и промышленности исследование провели специалисты фирмы QinetiQ, которая традиционно занимается научными исследованиями для министерства обороны Великобритании.

Согласно программе упомянутого исследования, проведены многократные замеры электромагнитного сигнала от английских ветропарков с помощью нескольких радарных установок, работающих на частоте 1 ГГц (длина волны 3 см), 3 ГГц (длина волны 1 см) и 10 ГГц (длина волны 3 мм). Радары с более высокой рабочей частотой обеспечивают большее разрешение, однако объект на дисплее такого радара может отображаться одновременно в нескольких рабочих ячейках («смазываться»). Кроме того, эксперты построили компьютерные модели ветряных турбин (см. рис. 5.6) и создали специальное программное обеспечение WHIRL, способное оценивать уровень отраженного сигнала еще на стадии проектирования ВЭУ.

Оказывается, появление помех на радарх обусловлено влиянием нескольких ключевых факторов, которые нужно учитывать при конструировании будущих ветроэлектростанций. В частности, это форма ветроустановки. Если тщательно подойти к дизайну, то уровень отраженного электромагнитного сигнала может быть эффективно минимизирован.

Типичная ветроэнергетическая установка состоит из опоры, ротора и трех лопастей. Хотя на радаре обычно не отражаются неподвижные объекты, однако самые мощные сигналы все-таки проходят через фильтры, тем более, что во время работы ВЭУ опора вибрирует.

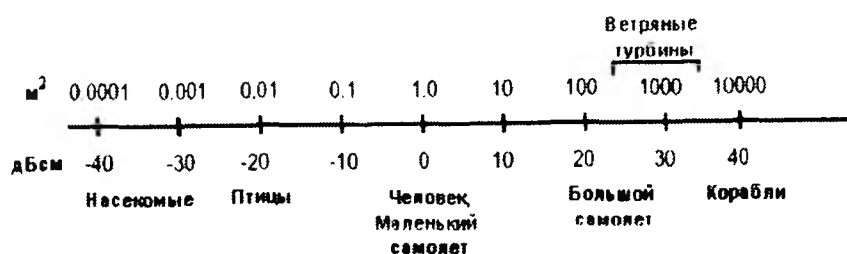


**Рис.5.5. Отраженные сигналы
от ВЭУ на экране радара**
(Источник: BWEA.com)



**Рис. 5.6 ВЭУ (справа)
и ее компьютерная модель (слева)**
(Источник: BWEA.com)

Например, стандартная опора ветроустановки производства фирмы Enercon имеет ЭПР (эффективная поверхность рассеяния) 100 м^2 (20 дБ/см), что превышает ЭПР большого самолета (см рис.5.7).



**Рис. 5.7. Эффективная поверхность рассеяния различных объектов
($\text{м}^2/\text{дБ}\cdot\text{см}$)**

(Источник: BWEA.com)

Компьютерное моделирование в программе WHIRL показывает, что если придать опоре коническую форму (используемую в конструкции современных ВЭУ), так, чтобы она сужалась кверху под углом 2° , то ЭПР снижается до 10 м^2 . При этом изменение (в допустимых пределах) высоты и диаметра опоры не оказывает существенного влияния на уровень сигнала.

Лопасты турбины могут иметь искривленную или плоскую форму. По мере их вращения сила отраженного сигнала сильно меняется, так что сигнал на радаре может то появляться, то исчезать. Если лопасти имеют искривленную форму (ВЭУ «Енегсон»), то они отражают радиоволны во все стороны, а ЭПР колеблется в пределах от 2 м^2 до 160 м^2 в зависимости от фазы поворота. Плоские же лопасти (ВЭУ «Vestas») создают ЭПР от $0,003 \text{ м}^2$ до 12600 м^2 .

В реальных условиях важным фактором, который влияет на силу отраженного сигнала, является угол поворота рабочей плоскости ветроколеса ВЭУ относительно антенны радара. При современном дизайне лопастей максимальный сигнал возникает на углах $\pm 45^\circ$ и $\pm 135^\circ$, а минимальный – на 0° , $\pm 90^\circ$ и 180° . С помощью системы WHIRL были получены многочисленные графики уровня отраженного сигнала на частотах 1,5 ГГц и 3 ГГц, в зависимости от угла поворота рабочей плоскости ветроколеса и формы лопастей. Кроме того, проведены расчеты зависимости уровня сигнала от атмосферной влажности – в течение пяти дней было проведено 250 полевых измерений в различных погодных условиях на расстоянии 3,45 км от турбины.

Исследования показали, что отраженный сигнал можно направить в сторону от радара (если знать местонахождение последнего), но сила сигнала при этом остается неизменной. Выход – в применении специальных поглощающих материалов, которые поглощают радиочастотное излучение. Фактически, рекомендуется использовать технологии stealth, подобные тем, которые применяют в производстве военных истребителей. Как известно, с целью минимизации ЭПР на корпус самолета наносится специальное антирадарное радиопоглощающее покрытие.

Кроме применения поглощающих материалов, специалисты фирмы QinetiQ рекомендуют разработчикам ВЭУ следить за радиочастотным излучением, использовать компьютерное моделирование для определения уровня отраженного сигнала и выработать стандартную систему для проверки всех новых установок. В свою очередь, от авиационных служб ожидается совершенствование фильтров радаров, чтобы они автоматически подавляли помехи от ВЭУ.

На основании вышеизложенного дается следующая рекомендация: *для уменьшения влияния ВЭУ на радио и телевизионную связь необходимо располагать ВЭС на расстоянии, исключающем их влияние на работу радио – и телекоммуникационных систем, использовать при производстве лопастей радиопоглощающие покрытия.*

***Требования воздушного транспорта**

Можно отметить два аспекта влияния ВЭУ на работу воздушного транспорта:

а) ВЭУ являются препятствиями аналогично высоким зданиям и сооружениям;

б) ВЭУ влияют на системы коммуникации, навигации и наблюдения, в частности, на работу РЛС, используемых в аэронавигации.

Первый из них вызывает требования авиации к размещению ВЭУ вблизи аэродромов, безопасной высоте полетов, оснащению ВЭУ маркирующими и сигнализирующими устройствами и нанесению ВЭУ на карты, второй налагает требования к безопасному размещению ВЭУ относительно РЛС.

В настоящее время не существует единых нормативных документов, регламентирующих влияние ВЭУ на воздушный транспорт. В приведенной ниже таблице 1 обобщены требования некоторых европейских стран.

Следует отметить, что стандарт ИКАО следующим образом регламентирует расположение ВЭУ относительно РЛС. Для активных РЛС безопасный наклон на ВЭУ (отношение высоты ВЭУ к расстоянию от РЛС) составляет 1 / 100, для РЛС наблюдения с активным ответом – 1 / 200, для вспомогательного аэронавигационного оборудования – 1 / 50.

Таблица 5.5. Требования некоторых европейских стран регламентирующих влияние ВЭУ на воздушный транспорт

Страна	Безопасное расположение ВЭУ для гражданской авиации		Безопасная высота полетов	Высота ВЭУ при нанесении на карту	Маркировка и сигнализация
	Аэродромные РЛС	Другие			
Великобритания	30 км	34км для системы посадки, 30 км для других	Не ниже 250 фт (76м)	Более 300 фт (91 м)	Требования разрабатываются
Дания	Стандарт ИКАО	Стандарт ИКАО	Не ниже 100м	Более 100 м	Национальный стандарт
Германия	Стандарт ИКАО	Стандарт ИКАО	Не ниже 1000м	Более 100 м	Национальный стандарт
Голландия	Стандарт ИКАО, для ВЭУ с высотой более 150 м – 30 км	Стандарт ИКАО	Не ниже 1200 фт (366 м)	Более 300 фт (91 м)	Стандарт ИКАО для высоких сооружений

(Источник: BWEA.com)

Существенно отличаются в различных странах требования к маркировке и установке световой сигнализации.

В Дании для ВЭУ с высотой ниже 100м не требуется маркировки и осветительных огней, для ВЭУ с высотой от 100 до 150 метров требуется:

- конец лопасти (1 / 7 часть) должен быть красным (дневная маркировка);
- на верхнем конце мачты на стороне гондолы генератора должны быть установлены два красных мигающих заградительных сигнала, так, чтобы они были видны в горизонтальной плоскости (ночная маркировка);
- все ВЭУ в больших ветропарках должны иметь маркировку, причем установки в углах и на внешних сторонах ветропарка должны иметь огни со средней интенсивностью, а остальные ВЭУ – огни с низкой интенсивностью.

В Германии концы лопастей ВЭУ должны маркироваться красными полосками. Если ВЭУ расположена в пределах 5км от летного поля, на лопасти наносятся дополнительные красные полосы. Альтернативным вариантом является установка на верхней части мачты белых мигающих сигналов.

В ночное время стандарты Германии требуют для ВЭУ с высотой мачты более 100м устанавливать на верхнем конце мачты красного мигающего сигнала с низкой интенсивностью. Если длина лопастей ВЭУ больше 15м, интенсивность и частота сигнала должна быть больше.

В Голландии маркировка и освещение ВЭУ определяется стандартами ИКАО для высоких строений. Если высота мачты ВЭУ меньше 91м и она не расположена вблизи аэродромов или зон с низкими полетами военной авиации, маркировка и освещение не требуется.

На строениях с высотой от 91м до 230м должны быть установлены заградительные сигналы с низкой интенсивностью, если эти строения находятся в пределах 120м от автомобильных дорог.

На основании вышеизложенного дается следующая рекомендация: *для исключения влияния ВЭУ на работу воздушного транспорта необходимо разработать требования безопасного расположения ВЭУ относительно гражданских и военных аэродромов, оснащения ВЭУ соответствующими маркирующими и сигнализирующими устройствами.*

5.4. Экологические преимущества ветроэнергетики

5.4.1. Общая оценка

Ветроэнергетика предотвращает:

- * вторжение в среду обитания при строительстве шахт (уголь, уран), бурении (природный газ, нефть), прокладке трубопроводных систем (газ, нефть, продукты переработки нефти). Некоторые из этих вторжений носят локальный характер, а некоторые распространяются на многие сотни и тысячи километров;

- * вторжение в среду обитания путем загрязнения воздуха и воды: кислотные дожди, смог, тяжелые металлы, грязная вода при бурении скважин;

* вторжение в среду обитания через глобальное потепление из-за сжигания используемого топлива и эмиссии CO_2 ;

* вторжение в среду обитания путем теплового загрязнения воды (сброс охлаждающей воды от атомных и тепловых электростанций);

* вторжение в среду обитания путем затопления территорий и изменения режима течения рек на крупных гидростанциях;

* вторжение в среду обитания: загрязнение окружающей среды на стадии добычи, транспортирования и переработки угля.

Таким образом ветроэнергетические установки при производстве электроэнергии не загрязняют ни воздух, ни воду, ни землю и не производят опасных отходов. Они не истощают природные ресурсы такие как уголь, нефть, газ и не являются причиной загрязнения природы, имеющего место при добыче и транспортировке топлива. Свободная от загрязнений ветровая энергия может снизить ущерб окружающей среде, наносимый топливной энергетикой в России и во всех странах мира.

Диоксид серы и окислы азота вызывают кислотные дожди, которые наносят ущерб лесам и живущим в них представителям дикой природы. Многие озёра на северо-востоке США стали биологически мертвыми, из-за различных форм загрязнения. Кислотные дожди приводят к коррозии зданий и другой инфраструктуры, такой как мосты. Окислы азота (которые образуются и при чистом сгорании природного газа) также являются первичным компонентом для образования смога.

Диоксид углерода (CO_2) парниковый газ, имеет решающий вклад в глобальном потеплении благодаря отражению солнечного излучения, превращая землю в теплицу.

США с 5% от мирового народонаселения эмитирует 23% мировых выбросов CO_2 . Генерация парниковых газов является не только причиной роста средней температуры, но вызывает увеличение негативных погодных условий, в частности, суровых засух..

Особое беспокойство вызывает влияние на здоровье.

В настоящее время воздух с вредными веществами вносит решающее влияние в заболевания астмой у детей в промышленно развитых и развивающихся странах.

Также городской смог связан с малым весом новорожденных, мертворожденными детьми и детской смертностью. В США исследованиями документально подтвержден этот эффект даже в городах с новейшими системами контроля загрязнений. Токсичные тяжелые металлы аккумулируются в окружающей среде и внедряются в биологическую цепь производства продуктов питания.

Указанное выше негативное влияние топливной энергетики в странах Европейского Союза привело к появлению (social cost) дополнительной стоимости электроэнергии от топливной энергетики

Получаемые средства идут на компенсацию ущерба, причиняемого топливной энергетикой здоровью людей и имуществу. Разумеется, что электроэнергия, выработанная на ВЭС, свободна от этого налога.

5.4.2. Определение объемов предотвращения загрязнения среды обитания человека вредными выбросами

Количественная оценка предотвращения вредных выбросов от тепловой энергетики благодаря выработке электроэнергии на ВЭС может быть проведена по данным конкретной электростанции в зоне строительства ВЭС или на основании данных в таблицах 5.6-5.8.

Таблица 5.6. Усредненные данные по удельной эмиссии газов от топливной энергетики США.

Вид газа	Удельные значения гр/кВт.ч при использовании топлива			
	Уголь	Природный газ	Нефть	Среднее
Диоксид углерода, CO ₂	967	468	708	690
Диоксид серы, SO ₂	6.1	0.0032	3.1	3.63
Окислы азота, NO _x	3.45	0.82	0.95	2.22

Таблица 5.7. Данные по удельным выбросам от угольных станций Дании

Вид загрязняющих веществ	Удельные значения, гр/кВт.ч
Диоксид углерода, CO ₂	750-1250
Диоксид серы, SO ₂	5-8
Окислы азота, NO _x	3-6
Шлак и летучая зола	40-70
Частицы	0.4-0.7

Таблица 5.8. Средние удельные значения вредных выбросов от топливных электростанций России

Вид загрязняющих веществ	Удельные значения, гр/кВт.ч при использовании топлива		
	нефть с 1% серы	уголь с 1% серы	природный газ
Диоксид углерода, CO ₂	738	1142	547
Диоксид серы, SO ₂	4.7	1.4	-
Окислы азота, NO _x	2.3	4.0	1.8
Зола и шлак	-	52	-
Летучая зола	-	0.33	-

Значения вредных выбросов, указанных в таблице 5.8, следует использовать при оценке экологических преимуществ ВЭС, если неизвестны конкретные данные топливных электростанций в зоне строительства ВЭС.

5.4.3. Использование воды

Использование воды – значительная проблема в производстве электрической и тепловой энергии, особенно в местах, где вода в дефиците. в то время как топливные и атомные электростанции используют значительные объемы воды для охлаждения конденсатора в термодинамических циклах, использование воды на ВЭС незначительны. Для угольных электростанций вода используется также для очистки и обработки топлива.

По данным Калифорнийской Энергетической Комиссии США безвозвратные потери воды на топливных электростанциях США указаны в таблице 5.9.

Таблица 5.9. Безвозвратные удельные потери воды на топливных электростанциях США и на ВЭС

Вид электростанции	Расход воды, литров/ кВт·час
АЭС	2,3
Угольная	1,9
На нефти и нефтепродуктах	1,6
Комбинированная газовая	0,95
Ветровая	0,004
Фотоэлектрическая	0,11

Вода на ветро и фотоэлектростанциях используется для промывки лопастей, и очистки фотопанелей.

Таким образом, потребление воды на ВЭС в 475 раз меньше чем на АЭС, около 400 меньше, чем на угольных станциях и 275 раз меньше, чем станциях на газе.

5.4.4. Потребность в земле

На этот вопрос нет однозначного ответа. Рассмотрим два крайних случая. Первый – строительство одной-двух установок индивидуального владельца на пахотной земле. на одну установку в этом случае требуется площадка под фундамент ВЭУ и под дорогу к ней.

Для ВЭУ мощностью 500 кВт под фундамент, включая комплектное трансформаторное устройство, достаточно площади $20 \times 20 = 400 \text{ м}^2$, под дорогу шириной 5 м и длиной 300 м требуется площадь 1500 м^2 . Удельная площадь составит $3,8 \text{ м}^2/\text{кВт}$. Вся оставшаяся площадь может использоваться для огородничества или животноводства, как это обычно делается в Дании и других странах европы.

Второй случай – строительство ВЭС мощностью 50 МВт. ВЭУ единой мощностью 500 кВт. Количество установок 100 штук.

Если вероятность направления скорости ветра (“роза ветров”) примерно одинакова по всем румбам, то ВЭУ должны располагаться на расстоянии друг от

друга равном 10 диаметрам ротора, который для принятых в примере ВЭУ равен 40 метрам.

В этом случае площадь под ВЭС будет равна: $99^2 \cdot 100 \cdot 40^2 = 9801 \cdot 100 \cdot 1600 = 156816 \cdot 10^4 \text{ м}^2$ или 156816 га. Удельная площадь составит $31363,2 \text{ м}^2/\text{кВт}$.

Следует иметь в виду, что практически всегда имеется возможность для больших ВЭУ выбирать земли, непригодные для хозяйственной деятельности. Если же под ВЭС занимают плодородные земли, то они могут использоваться для растениеводства и животноводства. В этом состоит коренное отличие землеотвода под ВЭС от землеотвода под тепловые станции и гидроэлектростанции.

На рис. 5.8. показана зависимость площади, занимаемой ВЭС, от распределения скоростей ветра по направлениям по 8 румбам (розы ветров).

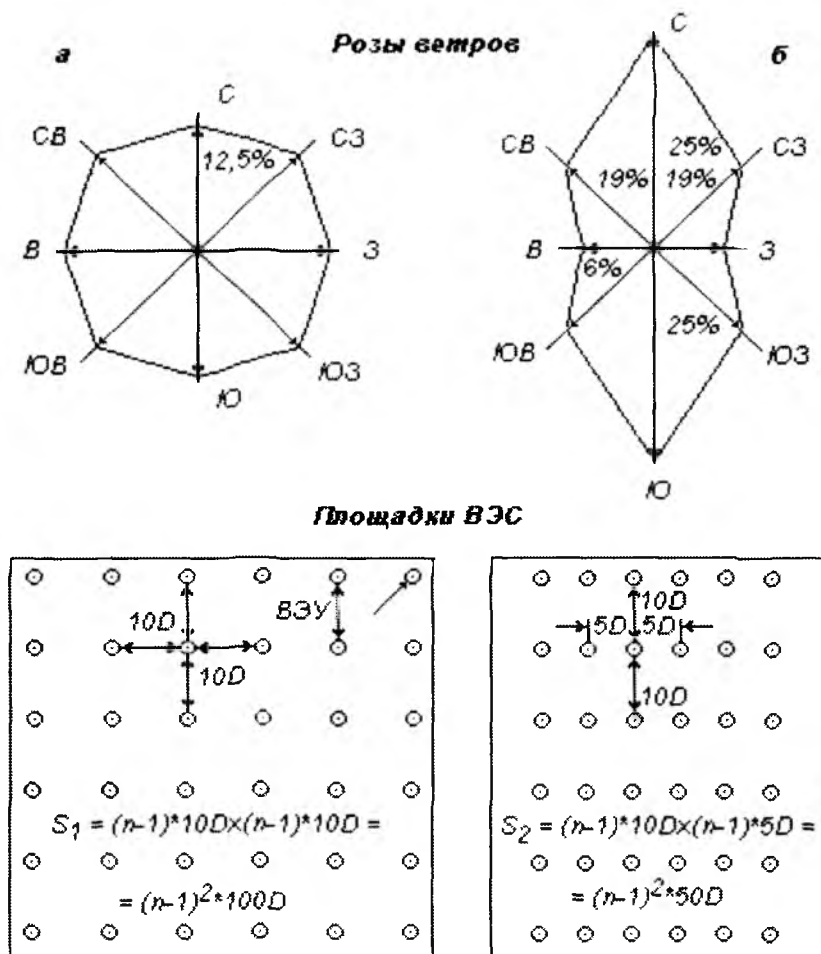


Рис. 5.8. Зависимость площади, занимаемой ВЭС, от распределения скоростей ветра по направлениям по 8 румбам (розы ветров):

а – расположение ветроагрегатов при равномерном распределении скорости ветра. Расстояние между ветроагрегатами должно быть не менее 10 диаметров ветроколеса. При этом общая площадь, м², равна:

$$S = (n-1) \times 10D \times (m-1) \times 10D = (n-1)(m-1)D^2 \times 100.$$

б – расположение ветроагрегатов при преимущественном распределении скорости ветра по двум направлениям С-Ю. Расстояние между ВЭУ по направлению, перпендикулярному направлению С-Ю, можно сократить до 5 диаметров ветроколеса. Требуемая площадь под ВЭС, м², сокращается в два раза:

$$S = (n-1) \times 10D \times (m-1) \times 5D = (n-1)(m-1)D^2 \times 50,$$

где n – количество ветроустановок в ряду, m – количество рядов “

5.5. Заключение

В целом оценка влияния ВЭС на среду обитания человека формулируется следующим образом:

- * Эрозия почвы – влияние незначительно и может быть предотвращено правильной организацией строительства и выбором строительной техники;

- * Визуальное вторжение в ландшафт – аналогично другим высотным сооружениям. Имеются возможности и технические приёмы улучшения эстетического восприятия ВЭУ;

- * Угроза гибели птиц – незначительна по сравнению с другими видами человеческой деятельности и строительными конструкциями. Рекомендация:

категорически запрещается располагать ветроустановки на путях миграции перелетных птиц и в местах охоты хищных птиц.

- * Угроза гибели животных, грызунов и насекомых – практически отсутствует.

- * Угроза гибели людей – потенциальная угроза существует, однако на практике гибель людей при строительстве и эксплуатации ВЭС не зафиксирована

- * Шум. Шум производимый ветроустановками по уровню звуковой мощности сопоставим с шумом, производимым газонокосилками, стереомузыкой, движением автомобилей на автострате (80-90 дБ). Рекомендация: располагать ветроустановки большой и средней мощности на расстоянии 250 м от места постоянного пребывания людей. В этом случае уровень шума, как правило не превышает 45 дБ. Это является приемлемым для жизнедеятельности людей и соответствует системе стандартов безопасности труда и санитарным нормам СН2.2.4/2.1.8.562-96, по которым допускаемые эквивалентные уровни звука находятся в диапазоне 50-80 дБ. Имеющаяся ранее опасность появления инфразвука (звук с частотой менее 20 Гц), отрицательно влияющего на человека и животный мир, в настоящее время преодолена техническими средствами: выбором профиля лопастей и скорости вращения.

- * Влияние на работу телекоммуникационных систем. Лопасти мощных ветроустановок (1 МВт и выше) изготавливаемые из стекловолокна с включением алюминиевых проводников для молниезащиты, тем более металлические лопас-

ти, являются своего рода зеркалами для проходящих радио- и телесигналов. Это создает соответствующие помехи. Рекомендация: для уменьшения влияния ВЭУ на радио и телевизионную связь необходимо располагать ВЭС на расстоянии, исключающим это влияние. Вопрос о степени влияния и допуске расстоянии ВЭС от радиостанции находится в стадии исследований.

* Влияние на работу воздушного транспорта. Отмечаются два аспекта влияния ВЭУ на работу воздушного транспорта. Первый аспект – ВЭУ являются препятствием аналогично высотным зданиям и сооружениям. Поэтому они обязательно должны оснащаться соответствующими маркирующими и сигнализирующими устройствами. Второй аспект – ВЭУ влияют на системы коммуникации, навигации и наблюдения в частности на работу РЛС. Рекомендация: – располагать ВЭС на безопасном расстоянии от гражданских и военных аэродромов. Вопрос о безопасном расстоянии находится в стадии исследования.

* Экологические преимущества ВЭС. По сравнению с электростанциями на органическом топливе, ТЭС и АЭС ветростанции имеют существенные экологические преимущества. Ветроэнергетика предотвращает:

* вторжение в среду обитания при строительстве шахт (уголь, уран), бурении (природный газ, нефть), прокладке трубопроводных систем (газ, нефть, продукты переработки нефти). Некоторые из этих вторжений носят локальный характер, а некоторые распространяются на многие сотни и тысячи километров;

* вторжение в среду обитания путем загрязнения воздуха и воды: кислотные дожди, смог, тяжелые металлы, грязная вода при бурении скважин;

* вторжение в среду обитания через глобальное потепление из-за сжигания используемого топлива и эмиссии CO_2 ;

* вторжение в среду обитания путем теплового загрязнения воды (сброс охлаждающей воды от атомных и тепловых электростанций);

* вторжение в среду обитания путем затопления территорий и изменения режима течения рек на крупных гидростанциях;

* вторжение в среду обитания: загрязнение окружающей среды на стадии добычи, транспортирования и переработки угля.

Таким образом ветроэнергетические установки при производстве электроэнергии не загрязняют ни воздух, ни воду, ни землю и не производят опасных отходов. Они не истощают природные ресурсы такие как уголь, нефть, газ и не являются причиной загрязнения природы, имеющего место при добыче и транспортировке топлива. Свободная от загрязнений ветровая энергия может снизить ущерб окружающей среде, наносимый топливной энергетикой в России и во всех странах мира.

ГЛАВА 6. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА В ВОПРОСАХ И ОТВЕТАХ.

В предыдущих главах были изложены основы ветроэнергетики и аспекты её развития. Однако для широкого круга читателей гораздо более полезно получить прямые ответы, которые их интересуют.

Автор попытался суммировать эти вопросы и дать на них ответы. Следует отметить, что по поводу ветроустановок сформировалось много мифов, живущих в сознании отнюдь не безграмотных людей, а зачастую являющихся специалистами в энергетике, но не желающие объективно оценить негативное влияние топливной энергетики на среду обитания человека. Автор прекрасно сознает главные слабости ветроэнергетики: а) вероятностный характер мощности вырабатываемой ВЭУ и б) низкую плотность энергии. Но если с “а” не поспоришь, то с “б” еще надо разобраться. Сосредоточение в одном агрегате громадной мощности имеет огромные экономические преимущества, но и имеет существенные недостатки. Ибо выход из строя энергоблока большой мощности создает напряженную ситуацию в энергосистеме. Тогда как отключение одной ветроустановки, как части мощной ВЭС, проходит незамеченным. Поэтому “рассредоточенная энергетика”, к которой смело можно отнести ветроэнергетику (термин чл.-корр. Воропая Н.И.) еще ждет внимательного исследователя. Полагаю, что представленные читателю вопросы и ответы находятся в русле этих исследований.

6.1. Ветроэнергетика и энергетика

В. Что такое ветроустановка и как она работает?

О. Ветроустановка преобразует энергию ветра в электрическую или механическую энергию.

Схематично это выглядит так. Лопасти ветроколеса связаны с оголовком, к которому крепится вал, поток ветра набегающий на лопасти ветроколеса приводит их в движение. Этот вал через муфту соединяется с входным валом редуктора (мультипликаторы). Далее к выходному валу редуктора присоединяется генератор. Он то и вырабатывает электрическую энергию. А редуктор нужен для того, чтобы повысить скорость вращения вала до величины необходимой генератору.

Ветроустановки бывают двух типов – с вертикальной и горизонтальной осью вращения. Последние составляют более 98% от всех ВЭУ. Ветроустановка включает следующие основные подсистемы: ветроколесо с лопастями, превращающее энергию ветра в механическую энергию вращения вала, кабину, в которой размещены основные устройства и механизмы, в том числе главный

подшипник, редуктор и генератор; башню, поддерживающую кабину и ветроколесо на определенной высоте; электрические аппараты, электродвигатели, оборудование и приборы; электрические кабели и провода; заземляющие устройства и повышающий трансформатор.. Подробно работа ветроустановки рассмотрена в главе 3.

Принятое за рубежом название – “ветротурбина” является не совсем точным, поскольку в составе ветроустановки имеется генератор и много другого оборудования, кроме ветроколеса, которое и ассоциируется с понятием “турбина”.

В. Сколько электроэнергии вырабатывает ветроустановка?

О. Электрическая мощность измеряется в ваттах (Вт) и киловаттах (кВт), ($1 \text{ кВт} = 1000 \text{ Вт}$), а электрическая энергия измеряется в ватт-часах или киловатт-часах ($1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 1000 \text{ Вт}\cdot\text{ч}$).

Одна электрическая лампочка мощностью 100 Вт за десять часов потребляет 1 кВт·ч электроэнергии.

Когда мы говорим, что мощность ветроустановки равна 10 кВт, это не значит, что она может отдавать такую мощность всё время. Она может отдавать эту мощность, если скорость ветра будет равна или больше номинальной. В другое время установка работает с мощностью меньше номинальной. Поэтому в год ветроустановка мощностью 10 кВт в среднем может выработать 15,0-20,0 тыс. кВт·ч. в зависимости от среднегодовой скорости ветра.

В. Сколько домов может обеспечить электричеством ветроустановка (ВЭУ) мощностью 1000 кВт (один мегаватт – 1 МВт)?

О. По той же причине, о которой говорилось выше ветроустановка развивает разную мощность из-за изменения скорости ветра. Поэтому в год, а в году мы имеем 8760 часов, установка мощностью 1 МВт вырабатывает от 2 до 3 млн. кВт·ч. В наших деревнях в самом лучшем случае одна семья (дом) в год потребляет 1,5-2,5 тыс. кВт·ч электроэнергии. Берем среднюю цифру (2 тыс. кВт·ч в год) и получаем, что ВЭУ мощностью 1 МВт может обеспечить электричеством от 1000 до 1500 семей (домов) в год.

В. Что такое ветростанция?

О. В энергетике станции любого типа стремятся укрупнять, чтобы снизить удельные затраты на их обслуживание. Ветроустановки не составляют исключения, с этой же целью их объединяют в группы, называемые “ветростанциями” (ВЭС) или “ветропарками” и “ветрофермами” (в зарубежной литературе). Так что ВЭС – это группа ВЭУ объединенная электрическими связями и общим обслуживанием.

В современных условиях ветростанция мощностью 50 МВт может быть построена за 18-24 месяца, начиная с момента подписания контракта. Увеличение мощности (расширения) станции осуществляется чрезвычайно просто. Но главное отличие ВЭС от традиционных электростанций состоит в другом.

Мощность на ВЭС как бы рассредоточена. Например, ВЭС мощностью 100 МВт может состоять из 50 ветроустановок единой мощностью 2 МВт. В слу-

чае возникновения неисправности отключается одна ВЭУ, т.е. теряется лишь двадцать пятая часть установленной мощности. На традиционной же электростанции мощность 100 МВт сосредоточена в одном агрегате и в случае возникновения неисправности теряется 100% генерирующей мощности.

В. Что за гибридные станции? Что они дают?

Где они применяются?

О. Гибридных систем (ГС) предложено много. Название они получили потому, что в них используются несколько видов энергоисточников и/или несколько видов аккумуляторов энергии. Поскольку речь идет о ветроэнергетике, то назовем гибридные системы с участием ветроустановок. Состав их ясен из названия: ветро-дизель ГС, ветро-гидро ГС, ветро-солнце ГС и т.д. У всех перечисленных ГС в составе имеется аккумуляторная батарея. Гибридные системы обеспечивают автономных потребителей, не подключенных к сетям общего пользования. Классическим примером являются ветродизельные электростанции, имеющие в своем составе, кроме ВЭУ и дизелей, также аккумуляторную батарею и балластную (демпферную) нагрузку, которая используется для обеспечения устойчивости параллельной работы (подробнее см. § 3.4 – 3.5).

Наиболее интересная на длительную перспективу, на взгляд автора, гибридная система, содержащая ветроустановку, электролизер и двигатель-генератор на водороде. Во время когда ветра больше, чем нужно для покрытия нагрузки, часть энергии от ВЭУ идет на электропитание электролизера, разлагающего воду на водород и кислород. При отсутствии ветра или его слабой энергетике, работает двигатель-генератор на водороде. Экологическую оценку такой установки можно считать максимально эффективной, поскольку в результате работы двигателя на водороде, на выходе образуется вода. Ветродизельные установки в России работают на Чукотке (мощность 2,5 МВт) и на о. Беринга в с. Никольское (0,5 МВт).

В. Что такое коэффициент использования установленной мощности? Говорят он очень мал у ветроустановок.

О. Коэффициент использования установленной мощности ($K_{\text{иум}}$) есть отношение фактически выработанной электроэнергии в течение года, к энергии в предположении, что установка работает на полную мощность в течение года. Другими словами это отношение действительной выработки электроэнергии к максимально возможной, т.е. максимальное значение коэффициента равно единице или 100%. Но в жизни и для традиционных электростанций он колеблется от 0,4 до 0,8.

Наибольший $K_{\text{иум}}$ у атомных и геотермальных электростанций (0,7-0,8), наименьший у гидроэлектростанций, поскольку на них возлагается снятие пиков нагрузки. А эти пики длятся всего 4-5 часов в сутки.

Средний $K_{\text{иум}}$ всех электростанций России в 2008 году составил 0,5. А средний $K_{\text{иум}}$ для дизельных электростанций в России – 0,18. Такое низкое использование установленной мощности дизельных электростанций объясняется двумя обстоятельствами. Первое: – дизельные электростанции, как правило, работают в автономной энергосистеме, а таких системах нагрузка ночью падает почти до нуля, а вечером имеет максимум. Вот и приходится мощность дизеля выби-

рять по максимуму нагрузки, по этому остальное время дизель-генератор работает с недогрузкой. Второе – дизель-генератор в автономных энергосистемах должен иметь резерв, на случай выхода из строя основного дизель-генератора. Вот и простаивает резервный дизель-генератор большую часть календарного времени, а $K_{\text{иум}}$ считается на всю установленную мощность, поэтому у дизельных электростанций он чрезвычайно низок.

Что касается ветростанций, то их $K_{\text{иум}}$ в Европе в среднем составляет 0,2-0,3. Но зависит он в основном от ветровых условий. Есть примеры ВЭС, где он равняется 0,4 и выше.

В. Если $K_{\text{иум}} = 0,25$, значит ли это, что ветроустановка вращается лишь четвертую часть времени в году?

О. Нет, конечно. Ветроустановка большую часть времени работает с мощностью, меньшей номинальной. А время, когда она вращается, составляет 70-80% в году.

В. Что такое коэффициент готовности?

О. Коэффициент готовности или “готовность” отражает надежность ветроустановки и любой энергетической установки. Он отражает в процентах время, в течение которого ветроустановка готова вступить в работу за календарный отрезок времени. Т.е. исключается время, необходимое на обслуживание и ремонт. Для ветроустановок коэффициент готовности составляет 98% и выше. Это самый высокий коэффициент среди генерирующих источников.

В. Какова должна быть скорость ветра?

О. Мощные ветроустановки стартуют при скорости ветра 3,5-; 5 м. Номинальная мощность достигается при скорости ветра 10-12 м/с и максимальная рабочая скорость 22-25 м/с.

В. Каков реальный вклад ветроэнергии в России в настоящее время?

О. К сожалению очень мал. Все ветроустановки России общей мощностью 13,275 МВт в 2005 году выработали 9,9 млн. кВт·ч. Этого едва хватит на электроснабжение 5000 семей в сельской местности.

В. Что это за ветростанции в России? Где они сооружены?

О. Это “Зеленоградская ВЭС” мощностью 5,1 МВт в Калининградской области, ВЭС “Тюпкельды” мощностью 2,2 МВт, г Октябрьский, Республика Башкортостан, Чукотская ВЭС мощностью 2,5 МВт, Воркутинская ВЭС мощностью 1,25 МВт, г. Воркута, Республика Коми.

В. А какие реальные возможности ветроэнергетики России?

О. Согласно исследованию, проведенному группой ученых и специалистов, экономический потенциал ветроэнергетики составил 33 млрд. кВт·ч в год, т.е. такое количество электроэнергии экономически выгодно вырабатывать на ВЭС уже в настоящее время.

В 2008 году в России всеми электростанциями произведено 1037 млрд. кВт·ч, следовательно возможности ветроэнергетики составляют около 3,2% от общего производства.

В. Какие субъекты Российской Федерации могли бы рассчитывать на существенное участие ветроэнергетики в покрытии своих энергетических нужд?

О. Одним из основных параметров, отражающих возможности использования ветра, является его среднегодовая скорость. Если эта скорость составляет 5 м/с на высоте измерения 10 м (высота флюгера), то более, чем вероятно, что применение ВЭУ будет эффективным. Это является условием применения ВЭУ с единичной мощностью 100 и выше кВт. С увеличением среднегодовой скорости ветра эффективность ВЭУ сильно увеличивается, поскольку количество вырабатываемой электроэнергии пропорционально кубу скорости ветра, ВЭУ малой мощности могут быть эффективны и при меньшей среднегодовой скорости ветра.

Расчеты, проведенные для всей территории России, показывают, что эффективными для использования ВЭУ является всё Арктическое побережье от Кольского полуострова до Чукотки, а также побережья Берингово и Охотского морей.

Зонами эффективного применения ветроустановок являются по субъектам Российской Федерации области: Архангельская, Астраханская, Волгоградская, Калининградская, Камчатская, Ленинградская, Магаданская, Мурманская, Новосибирская, Пермская, Ростовская, Тюменская; края: Краснодарский, Приморский, Хабаровский; республики: Дагестан, Калмыкия, Карелия, Хакасия, Саха (Якутия); автономные округа: Коми-Пермятский, Ненецкий, Чукотский, Ямало-Ненецкий.

В. Что нужно сделать с технической точки зрения, чтобы облегчить интеграцию ветровой энергии в систему энергоснабжения?

О. С этой точки зрения на первом этапе никаких серьезных изменений не требуется. И даже наоборот в ряде случаев ветроустановка облегчает условия работы электрической сети.

В самом деле. Если ветростанция или ветроустановка подключается к трансформатору, от которого питается город (район, деревня, завод и т.д.), то режим работы облегчается, поскольку снижается мощность, потребляемая из сети. По этой же причине снижаются потери энергии и напряжения в линии электропередачи, соединяющей трансформатор с основной сетью.

Кроме того, появляется возможность регулирования напряжения, поскольку новейшие конструкции ветроустановок позволяют это осуществлять.

В дальнейшем, когда доля мощности ветростанции в системе достигает 10% и более от потребляемой мощности, могут возникнуть проблемы с обеспечением устойчивости. Но нам до этого времени очень далеко.

На первом этапе видимо потребуется пересмотреть условия работы электрической защиты и автоматики, а также проверить отключающую способность выключателей на подстанции.

В. Какова ситуация с ветроэнергетикой в мире?

О. По итогам 2008 года общая мощность ветростанций превысила 121,2 ГВт., вырабатывающих порядка 260 млрд. кВт·ч в год.

Это количество энергии вырабатывают около 160000 ветроустановок, расположенных более, чем 50 странах мира. Такое же количество энергии вырабатывают 40 энергоблоков атомных электростанций единичной мощностью 1000 МВт.

В. Какие страны являются лидерами по установленной мощности ветроустановок?

О. По итогам 2008 года в шестнадцати странах мира общая установленная мощность ВЭУ превысила 1000 МВт. Вот как располагаются страны по установленной мощности: США (установленная мощность 25170 МВт), Германия (23902 МВт), Испания (16740,3 МВт), Китай (12210 МВт), Индия (9587 МВт), Италия (3736 МВт), Франция (3404 МВт), Великобритания (3287,9 МВт), Дания (3160 МВт), Португалия (2862 МВт), Канада (2369 МВт) Нидерланды (2225 МВт), Япония (1880 МВт), Австралия (1494 МВт), Ирландия (1244,7 МВт) и Швеция (1066,9 МВт).

Впечатляющий перечень. В него входят самые богатые и развитые страны, самые бедные страны, отнесенные к развивающимся. Но самое главное, что в него входят страны, не зависящие от импорта энергоресурсов (Великобритания, Канада).

В. Что можно сказать о перспективе развития ветроэнергетики мира?

О. Можно утверждать, что перспективы до 2020 года определились и начиная с 2000 года вводы новой мощности превосходят прогнозы.

Программа развития ветроэнергетики, принятая Мировым Советом по ветроэнергетике в 1998 году предусматривает, что к 2020 году доля ветроэнергетики в производстве электроэнергии должна составить 10% (Программа "Wind Force-10"). В связи с успешным её выполнением, программой предусматривается достижение к 2020 году уже не 10, а 12%. И есть реальные основы полагать, что этот прогноз сбудется. Так по программе "Wind Force-10" в 2008 году установленная мощность ВЭУ в мире должна составить 109428 МВт, а фактически составила 121188 МВт. Более 30 стран мира имеют планы ввода мощностей ВЭУ на разные временные отрезки: 2010 г., 2015 г., 2020 год.

В. Каковы планы Евросоюза в развитии ветроэнергетики?

О. Установленная мощность в странах Евросоюза (EU-27) на конец 2008 года составила 65000 МВт.

Цель на 2020 год (как сумма целей 27 государств) довести установленную мощность ветроэлектрических станций до 228270 МВт. Это намного больше мощности всех электростанций России. При этом доля ветроэнергетики в общем производстве электроэнергии государств Евросоюза составит 15,2%.

Европейский парламент и Энергетический Совет приняли решение чтобы каждая страна установила собственные цели для достижения общей цели Евро-

союза (35% от производства электроэнергии в 2020 году). При этом установлена "траектория" достижения цели (в процентах от величины достигаемой к 2020 году). Темпы достижения цели должны быть следующими: 2011-2012 годы – 20%; 2013-2014 годы – 30%; 2015-2016 годы – 45%; 2017-2018 годы – 65% и 2020 год – 100%.

Среди всех видов ВИЭ производство электроэнергии за счет энергии ветра должно составить порядка 35% от общего производства электроэнергии на базе ВИЭ.

При этом к 2020 году доля энергии ветра в общем производстве электроэнергии будет составлять во многих странах значительную величину: Ирландия-40%; Дания-32,75%; Португалия-28,37%; Германия-25,0%; Греция-24,7%; Великобритания-22,4%; Испания-22,37%; Польша-14,71%; Мальта-14,56%; Швеция-12,23%; Болгария-12,06%; Франция-11,25%, в остальных странах ЕС-27 – от 1 до 9%.

В. Какие ветротурбины и какой мощности находятся в эксплуатации в настоящее время?

О. По данным производителей ветроустановок на январь 2009 года в мире в эксплуатации находятся более 50 тысяч ВЭУ единичной мощностью 750 кВт и более. В том числе: 750 кВт – 11 агрегатов; 800 кВт – 2214; 850 кВт – 9810; 900 кВт – 221; 1000 кВт – 404; 1200 кВт – 19; 1250 кВт – 2372; 1300 кВт – 2243; 1500 кВт – 15530; 1800/2000 кВт – 1779; 2000 кВт – 8603; 2100 кВт – 1239; 2300 кВт – 4589; 2500 кВт – 1005; 3000 кВт – 1146; 3300 кВт – 1; 3600 кВт – 98; 5000 кВт – 21; 6000 кВт – 5 агрегатов.

В. Что такое срок энергетической окупаемости ветроустановки?

О. Срок энергетической окупаемости ветроустановки (или любой другой электростанции) – это термин обозначающий за какое время ветроустановка (или электростанция другого типа) выработает количество энергии, равное количеству, затраченному на её производство, установку, обслуживание и утилизацию. По оценкам Британской и Американской ветроэнергетических ассоциаций этот срок составляет от трёх до восьми месяцев (в зависимости от среднегодовой скорости ветра) – это один из самых коротких сроков всех видов ветроустановок тогда как для угольных и атомных электростанций он составляет шесть и более месяцев.

Другая оценка этого явления – "коэффициент энергетической эффективности" – это отношение энергии выработанной ветроустановкой (или любой электростанцией) за срок службы к энергии, затраченной на производство установки, обслуживание и утилизацию ветроустановки (или любой другой электростанции).

По исследованиям университетов США, коэффициент энергетической эффективности ветростанций Среднего Запада Америки составил от 17 до 39 (в зависимости от среднегодовой скорости ветра. В то время как для атомных электростанций он оказался равным – 16, а для угольных – 11. (Не считая энергии расходуемого топлива, с учетом которого коэффициент будет меньше КПД этих электростанций).

В. Если ВЭС не может выдать ожидаемую от неё мощность в любое время, значит её надо резервировать на 100%. Тогда зачем же её строить?

О. Это самый распространенный **миф**, живущий среди энергетиков, которые не имели дело с ветростанциями. Во-первых, при любой ситуации ветростанции сокращают выработку на органическом топливе, т.е. его экономят. А во-вторых, сеть общего пользования проектируется таким образом, что нет необходимости резервировать каждый мегаватт ветровой энергии мегаваттом от ископаемого топлива или от передаваемой мощности.

В электрической сети генерирующая мощность всегда больше, чем потребляемая, поскольку ни одна станция не имеет 100% надежности и нагрузка в сети не постоянна. В сложной энергосистеме предусмотрено резервировать многие толчки нагрузки, от внезапного отключения генерирующей мощности до включения энергоемкого оборудования в промышленном секторе. Автоматические устройства и операторы сети выравнивают генерирующую и потребляемую мощность и изменяющаяся мощность от ветростанций просто еще одно изменение среди многих. В США по данной проблеме проведено много исследований, Вот как звучит вывод Utility Wind Interest Group (организация включающая 55 электрических компаний США, имеющих в своих энергосистемах ветростанции).

“Устаревшее и непрофессиональное мнение, одно из главных беспокойств, часто выражаемое в энергетике состоит в том, что ветростанции будут нуждаться в резервировании или передаваемой мощности в равном объеме. Сейчас ясно, что как раз при умеренной доле ветроэнергетики, необходимость иметь дополнительную генерирующую мощность для компенсации нестабильности ветростанций, значительно меньше, чем один к одному и часто близка к нулю”.

Одно из авторитетнейших исследований проведенное в 2004 году для департамента коммерции штата Миннесота, подтвердило, что дополнительное включение ВЭС мощностью 1500 МВт в энергосистему наибольшего объединения Xcel Energy в штате Миннесота США, будет нуждаться в дополнительном вводе мощности всего лишь 8 МВт на традиционном топливе, для того, чтобы погасить дополнительные вариации мощности.

Многие источники генерации, имеющие высокую надежность допускают неожиданный перерыв в энергоснабжении: например, атомные и угольные станции отключаются для непредвиденного внепланового ремонта или технологического обслуживания и очень часто с коротким промежутком времени между уведомлением и отключением. При этом никто не ставит вопрос о резервировании отключения этих станций от других станций равной мощности. Реальность состоит в том, что ветроэнергия естественно изменяемая, но не ненадежна.

Ветростанция сооружается в местах интенсивных ветров и модель сезонной и дневной выработки электроэнергии можно предвидеть с приемлемой точностью.

Дания и многие региональные энергосистемы в других странах Европы работают с 10-15% и более ветровой энергии от общей мощности, без дополнительных проблем надежности или необходимости сооружения резервных электро-

станций. В отличие от электростанций на органическом топливе, ветроустановки не нуждаются в отключении всех ветротурбин для обслуживания и ремонта одной из них. Одна турбина может находиться в ремонте, когда другие работают.

В. Каково качество электроэнергии от ВЭС?

О. Качество электроэнергии по частоте, соответствует частоте сети автоматически, т.е. частоту тока на ВЭУ задает сеть.

Качество по напряжению обеспечивается как системой возбуждения генераторов, так и источником реактивной мощности на подстанции в соответствии с требованием стандартов.

В. Каков срок службы ВЭУ?

О. Ветроустановки рассчитываются на срок службы 20 лет. В течение этого срока из основных механизмов возможна замена лопастей. Во всяком случае, этот вопрос (что подлежит замене в течение этого срока) должен оговариваться при заказе ВЭУ.

В. Я слышал, что есть какие-то классы местности по ветроэнергетике. Что это такое?

О. Да, по величине энергии проходящей на один кв. метр ометаемой поверхности существует подразделение местности на семь классов. Фактически это подразделение местности по среднегодовой скорости ветра на высоте 50 м над поверхностью. Названия классов и их характеристика приводятся в таблице.

Таблица 6.1. Название классов местности по ветроэнергетике и их характеристика

Номер класса	Характеристика класса		Удельная мощность, Вт/м ² на высоте 50 м	Среднегодовая скорость, м/с на высоте 50 м
	на английском языке	на русском языке		
1	Poor	бедный	0-200	0,0-5,6
2	marginal	малорентабельный	200-300	5,6-6,4
3	Fair	средний	300-400	6,4-7,0
4	Good	хороший	400-500	7,0-7,5
5	Excellent	отличный	500-600	7,5-8,0
6	Outstanding	выдающийся	600-800	8,0-8,8
7	Superb	великолепный	> 800	> 8,8

6.2. Ветроэнергетика и промышленность

В. Говорят, что ветроэнергетика является высокотехнологичной отраслью. В ней якобы используются последние достижения промышленности. Так ли это?

О. Это действительно так. Вот лишь беглый перечень применения новейших материалов и оборудования:

- * генераторы современной конструкции (асинхронные, синхронные, асинхронизированные) с принудительным воздушным и жидкостным охлаждением;
- * тихоходные, многополюсные генераторы;
- * выпрямители, инверторы, преобразователи на базе последних достижений преобразовательной техники;
- * автоматические системы управления на современной элементной базе с применением персональных компьютеров и возможностями выхода на сеть Internet;
- * новые материалы для лопастей, различные виды пластика, обеспечивающие прочность в течение всего срока службы;
- * компактная и надежная коммутационная и защитная аппаратура.

В. Скольким людям дает работу ветроэнергетика?

О. По оценкам Американской ветроэнергетической ассоциации каждый мегаватт установленной мощности ветроустановок эквивалентен 2,5 человеко-годам непосредственно работающих (монтажники, эксплуатационный и обслуживающий персонал ВЭС) и около 8 человеко-лет, считая занятых в смежных отраслях промышленности: производство ВЭУ и комплектующих изделий; лопастей генераторов; электротехнических и электронных компонентов; а также широкого ассортимента других изделий.

Так, что ВЭС мощностью 100 МВт дает работу на 250 человеко-лет непосредственно в энергетике и 800 человеко-лет общих рабочих мест, включая другие отрасли.

В. Какова единичная мощность ветроустановки?

О. Единичная мощность ветроустановок имеет широчайший диапазон от 40 В до 5000 кВт. За последние три года ветростанции комплектуются, в основном, ветроустановками единичной мощности от 1 до 2,5 МВт. Ветроустановка мощностью 5 МВт – это грандиозное сооружение: диаметр ротора 120 метров. Высота башни около 40-120 метров. Представьте себе футбольное поле, поставленное вертикально на высоту 100 метров и вы получите представление, что это за сооружение и каковы должны быть технологии и материалы, чтобы это сооружение непрерывно вращалось в течение десятилетий и вырабатывало энергию нужного качества. Данные по самым крупным ВЭУ даны в таблице.

**Таблица 6.2. Основные характеристики
самых мощных ветроустановок.**

Тип ВЭУ	Enercon E-112	R Epower 5M	Multibroid M5000
Мощность, МВт	4,5	5	5
Высота башни, м	124	120 (90-120)	102,6
Диаметр ротора, м	114	126	116
Скорость вращения ветроколеса, об/мин	8-13	6,9-12,1	
Количество в работе на дек. 2006 г, шт	5	4	3

В. В журналах появляются статьи, в которых рекомендуется покупать зарубежные ветроустановки, проработавшие 5-10 лет в Европе. Стоит ли это делать?

О. Вопрос не простой. Все зависит от цели, которые ставит покупатель бывшей в эксплуатации ветроустановки.

Действительно, в Европе идет процесс снятия с эксплуатации ВЭУ мощностью 100-200-300-400 кВт. Там их заменяют на ВЭУ мегаваттного класса. Если Вы хотите получить ВЭС серьезной мощности (5 МВт и выше), то следует ориентироваться на новейшие разработки с последующей покупкой лицензии или организацией совместного производства в России. Если покупатель хочет приобщиться к проблеме использования энергии ветра, и его амбиции не идут дальше обладания одним-двумя ветряками, то имеет смысл приобрести за умеренную (в два раза дешевле новой) цену бывшую в употреблении установку. При этом следует обзавестись знающим консультантом, способным оценить текущее состояние приобретаемой ВЭУ и сформулировать условия модернизации ВЭУ при демонтаже и повторном монтаже. Особенно внимательно следует осмотреть лопасти и основные элементы системы управления

В. Какими темпами развивается ветроэнергетическая промышленность?

О. Темпы очень высоки. Как показано в таблице 6.3. за последние 8 лет средний рост установленной мощности к предыдущему году составил 29%, а в 2008 году по отношению к 2000 году – 557%.

За 8 лет мощность ВЭУ увеличилась на 102739 МВт, т.е. в среднем на 12842 МВт в год, или ежегодно на 26,7% с 2000 года.

Таблица 6.3. Темпы роста ветроэнергической промышленности

	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Установленная мощность, МВт	18449	23794	30278	39294	46880	59091	74151	93927	121188
Ввод мощности, МВт		6500	7270	8133	8207	11531	15245	19865	27261
% к предыдущему году, %		30,0	27,2	29,8	19,3	26,0	25,5	26,7	<u>29,0</u> 557*

* Под чертой – процент роста в 2008 году по отношению к 2000 году.

В. Есть ли примеры длительной работы ветроустановок?

О. Срок службы ветроустановок 20-25 лет, за это время допускается замена некоторых комплектующих изделий. В Канаде в 2000 году был отмечен 20-ый "день рождения" ветроустановки мощностью 30 кВт первого массового производства ВЭУ исправно и постоянно проработавшей без замены основных компонентов.

В. Как быстро вращаются лопасти ветроустановки?

О. Мощные ветроустановки имеют скорость вращения от 10 до 20 оборотов в мин. Большинство современных ВЭУ мощностью 1 МВт и выше имеют переменную скорость вращения. Подробнее смотри в главе 3.

В. Почему у ветроустановки разное количество лопастей?

Чем это определяется?

О. Современные ветротурбины имеют, как правило, три лопасти. Обычно люди удивляются, почему три, а не больше?

Количество лопастей зависит от назначения ВЭУ ветротурбины. Для выработки электроэнергии хорошо иметь большую скорость вращения и иметь малый начальный момент вращения, поскольку генератор на холостом ходу имеет малый момент трогания.

Однако увеличивать скорость вращения "безнаказанно" тоже нельзя. Можно резко снизить коэффициент использования ветра, а также увеличить шумность ветроустановки. Оптимизируя конструкцию по многим параметрам первопроходцы – датские инженеры, пришли к выводу, что трехлопастная ВЭУ наибольшим образом отвечает всем требованиям при выработке электроэнергии.

Для водоподъемных устройств важен большой начальный момент, т.к. с валом ветряка соединена штанга поршневого насоса водоподъемного механизма. Для таких ВЭУ используются многолопастные колёса. С точки зрения стоимости двухлопастная ВЭУ дешевле, однако, она более шумная и имеет повышенную вибрацию, поэтому такие ВЭУ широкого распространения не получили.

В. Использование энергии ветра, говорят, началось много веков назад?

О. Ветровая энергия использовалась человеком, по крайней мере, 4000 лет тому назад. Достоверно доказано, что 1400 лет назад в Персии (теперь Иран) ветровая энергия использовалась для размалывания зерна. В 1900 году в Европе и Китае насчитывалось около 500000 ветровых мельниц. В 1930 году более 600000 ветряных мельниц работало в США и Канаде на водоподъеме и производстве электроэнергии.

В России к началу XX века в крестьянских хозяйствах насчитывалось 250 тысяч ветряных мельниц, которые ежегодно перемалывали половину урожая зерна.

В. Как часто необходимо проводить техническое обслуживание ветроустановок?

О. Как правило, проверки отдельных систем ветроустановки предупредительного характера проводятся два – три раза в год.

В. Какова степень автоматизации ветроустановки?

О. Компьютерная система перед каждым пуском ветротурбины проводит диагностику всех систем и при возникновении неисправности “не разрешает” стартовать или дает команду на остановку при возникновении определенного класса неисправностей. По английски система называется SCADA (system control and data acquisition – система управления и сбора параметров), с ее помощью через сеть Интернет эти данные могут передаваться в любую точку Земли.

В. Есть ли на ветроустановке защита от удара молнии?

О. Современные ВЭУ имеют эффективную молниезащиту. В лопасти ветроколеса закладывается проводник, и по всей конструкции сооружаются проводники, обеспечивающие уход тока молнии в Землю.

В. Как выдерживают ветроустановки штормовой ветер?

О. При штормовом ветре (20-25 м/сек и более), ВЭУ останавливается. Тем не менее способность ВЭУ выдерживать штормовой ветер является очень важной характеристикой, которую необходимо учитывать при размещении ВЭУ на конкретных площадках. Данные по устойчивости ВЭУ к штормовому ветру приведены в приложении 6.

6.3. Ветроэнергетика и экономика

В. Какова себестоимость электроэнергии от ветроустановок?

О. За последние двадцать пять лет с 1980 по 2005 год себестоимость ветровой энергии снизилась в среднем в мире с 30 до 5 центов США/кВт·ч. На многих ветроустановках в Америке и Европе она составила 4 цента США/кВт·ч. Правда, в последние 3 года имело место небольшое повышение средней себесто-

имости в связи с массовым сооружением “морских” ВЭС. Тем не менее стоит упомянуть, что на электростанциях, использующих органическое топливо себестоимость электроэнергии растет и прогнозируется её устойчивый рост на других видах электростанций.

В. Как выглядит себестоимость электроэнергии на ВЭС по сравнению с остальными видами электростанций на возобновляемых источниках энергии?

О. Весьма привлекательно. Средняя себестоимость для различных электростанций составляет (цент США / кВт·ч):

- солнечные термодинамические – 9-10
- геотермальные – 6-7
- тепловые на биомассе – 5-6
- ветростанции – 4-5
- малые гидроэлектростанции – 3-4

В. Как выглядит себестоимость электроэнергии на ВЭС по сравнению с другими видами энергии?

О. По данным Американской ветроэнергетической ассоциации ветроэнергетика стала высоконадежной и будет конкурентоспособной в самое ближайшее время. За последние 20 лет себестоимость электроэнергии от системных ветростанций снизилась на 80%. В настоящее время себестоимость электроэнергии от ветростанций составляет от 3 до 5 центов США / кВт·ч во многих штатах США. ВЭС с такой себестоимостью вполне конкурентоспособны со многими электростанциями на органическом топливе. И в следующие 10 лет ожидается дальнейшее снижение себестоимости электроэнергии от ВЭС.

Британская ветроэнергетическая ассоциация приводит следующие факты. На новых береговых ВЭС при хороших ветровых условиях себестоимость составляет 3-4 пенса / кВт·ч (5,7-7,7 цента США / кВт·ч), а для новых угольных электростанций 2,5-4,5 пенса / кВт·ч. (4,8-9,0 цента США / кВт·ч) и новых атомных – 4-7 пенса / кВт·ч (7,7-13 цента США / кВт·ч).

По данным Канадской ветроэнергетической ассоциации себестоимость производства электроэнергии на ВЭС составила (2002 г.) 6-12 центов Кан. / кВт (5-10 центов США / кВт·ч) и снижается ежегодно на 3-5%.

Более подробная картина стоимости по состоянию на конец 1997 года представлена на рис. 6.1.

В. Если ветроэнергетика конкурентоспособна, то почему она нуждается в государственной поддержке?

О. Мало кто знает, но в России абсолютно все виды энергетики и в новом тысячелетии при её фактической приватизации пользуются государственной поддержкой под разными предлогами. Ежегодно из государственного бюджета на строительство и безопасность атомных, тепловых и гидравлических станций выделяются десятки миллиардов рублей. Прискорбно, но при этом доля государства в энергокомпаниях не возрастает – еще один парадокс приватизации. Когда же речь заходит о возобновляемой энергетике, то прямая государственная поддержка в устах противников вдруг становится аргументом

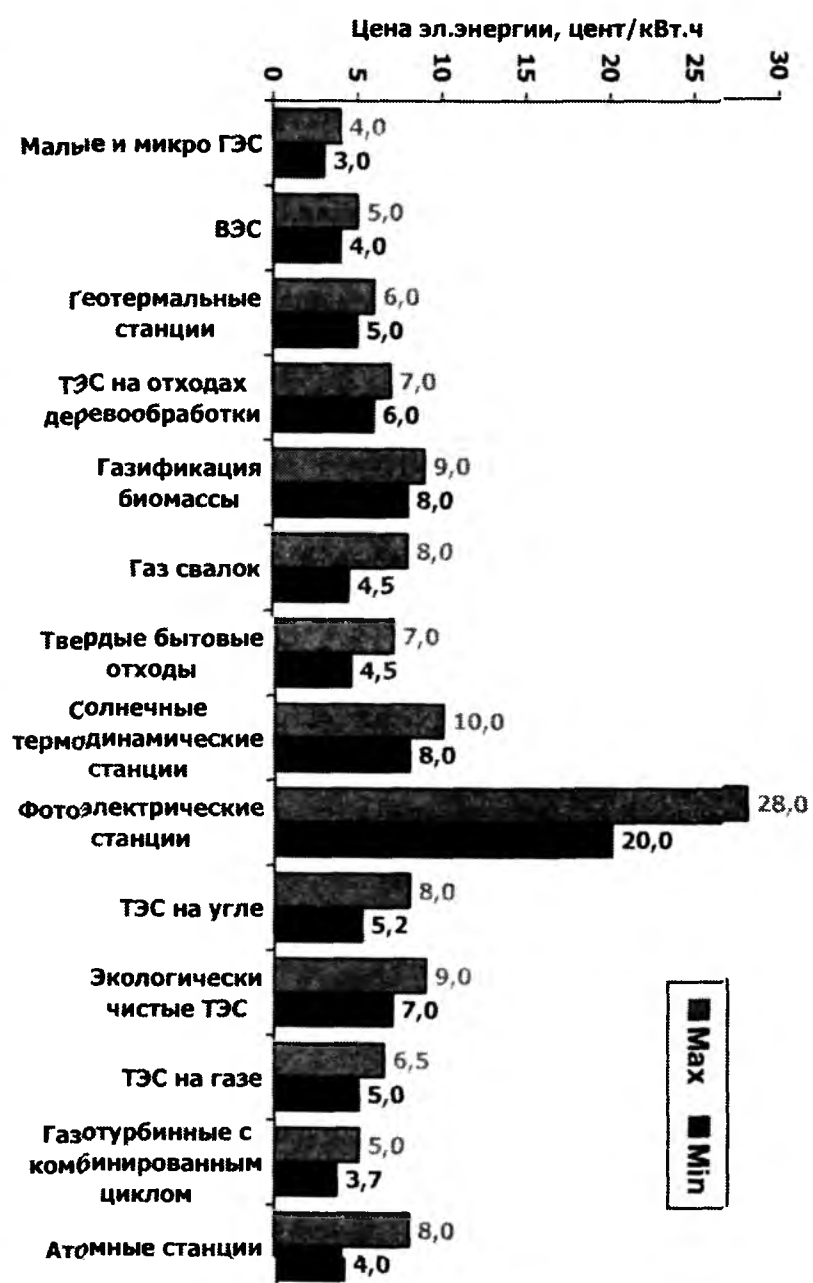


Рис. 6.1. Усреднённые максимальные и минимальные значения стоимости электроэнергии (cost production) от электростанций на возобновляемых источниках энергии и различных видах топлива (1997 год)

её неэффективности. Как видим это далеко не так, тем более, что на первом этапе речь идет о прямой поддержке ветровой энергетики в размере 200-300 млн. в год, что поможет отрасли закрепиться на рынке электроэнергии. Всем известно, что для этого необходимы соответствующие меры поддержки: от снижения налогов до прямых инвестиций.

Но есть и еще один аргумент в пользу возобновляемой энергетики вообще и ветроэнергетики в частности. Это проблема изменения климата за счет эмиссии углекислого газа от топливной энергетики и проблема “кислотных” дождей, образующихся за счет выбросов окислов серы и азота при сжигании в основном угля и других видов органического топлива. Эти два явления приводят к тому, что общество вынуждено тратить огромные средства на компенсацию прямых убытков, а также здравоохранение и другие природоохранные мероприятия.

Эти, так называемые “внешние затраты” по разным оценкам составляют от 1 до 1,5 цента США на каждый киловатт час электроэнергии. С учетом этих затрат, ветроэнергетика становится конкурентоспособной без всяких условий.

В. Что нужно сделать с организационной и экономической точки зрения, чтобы облегчить интеграцию ветроэнергетики в систему энергоснабжения?

О. Прежде всего обеспечить не дискриминационные условия подключения к сети энергосистемы. Необходимо учесть в договорах на поставку электроэнергии от ВЭС, тот факт, что поставщик не может гарантировать в срочном и месячном разрезе объем поставляемой энергии, поскольку энергия ветра имеет случайный характер с определенным процентом вероятности. Опыт работы ветроэнергетических станций Германии и Великобритании, например, свидетельствует, что и в годовом разрезе возможны колебания выработки (точнее колебания среднегодовой скорости ветра) в пределах $\pm 10\%$ от среднего значения. Следовательно, в новой системе реструктурированной энергетики необходимо учесть это объективное обстоятельство.

В. Как можно оценить вклад ветроэнергетики в экономику страны?

О. Энергия ветра – это доступный и неистощимый ресурс для производства электроэнергии. Преимущество и в том, что она не имеет вредных выборов ни газообразных, ни твердых, не истощает природные ресурсы. В этом её “скрытый” вклад в экономику.

Прямой вклад в экономику – достижение производства электроэнергии на ВЭС в объеме 2% от общей выработки к 2015 году.

В. Какие меры поддержки следовало бы принять в России для развития ветроэнергетики?

О. Как известно, в октябре 2007 года приняты поправки к Федеральному закону № 35-ФЗ, устанавливающие некоторые меры стимулирования и государственной поддержки использования ВИЭ. Однако, до настоящего времени комплект необходимых подзаконных актов не разработан и в России отсутствуют какие-либо меры по стимулированию использования возобновляемых

источников энергии, и ветроэнергетики в том числе. На базе опыта других стран, практикующих широкий спектр мероприятий, как на уровне государства, так и на уровне местных властей можно было бы рекомендовать все указанные ниже мероприятия, действующие в странах, где успешно развивается возобновляемая энергетика.

Итак, на уровне государства за рубежом практикуются следующие меры:

- * обязанность тарифного органа устанавливать фиксированный тариф на срок до 5-6 лет на выработанную ВЭУ электроэнергию, обеспечивающий простой срок окупаемости сооружения ВЭУ за 4-5 лет;

- * субсидии на каждый кВт·ч выработанной электроэнергии (в виде прямой выплаты или налоговой скидки).

В Канаде за каждый кВт·ч выплачивается 1 цент, в США – налоговая скидка 2,5% за кВт·ч;

- * инвестиционные субсидии (гранты, ссуды, благоприятные налоговые льготы) для компенсации высоких удельных капитальных вложений; при строительстве объектов возобновляемой энергетики как для общего, так и для индивидуального пользования;

- * установление стандарта, обязывающего производителей или дистрибуторов электрической энергии вырабатывать определенный процент на базе возобновляемых источников энергии либо собственными силами, либо приобретением “зеленых сертификатов”;

- * введение в тариф на электроэнергию, вырабатываемую на базе органического топлива, дополнительной составляющей за вредный выброс;

- * разрешение энергообъединениям введение для покупателей энергии специального повышенного тарифа “зеленая энергия”, как средства участия населения в добровольном софинансировании объектов возобновляемой энергетики;

- * меры по стимулированию инвесторов, упрощающие доступ инвесторов к получению кредитов под сниженную кредитную ставку;

- * установление государственных целей по вводу мощности ВЭС к 2010, 2015 и 2020 году;

- * разработка и принятие программы по финансовой поддержке достижения целей установленных правительством, например “ввод 1000 МВт к 2015 году;

- * установление ускоренной амортизации на оборудование возобновляемой энергетики;

- * разработка программы стимулирования рынка в виде “Плана действий по изменению климата”, устанавливающей цели по снижению эмиссии парниковых газов от электроэнергетики.

На уровне субъектов Российской Федерации:

- * активная поддержка и контроль установления тарифов на электроэнергию, вырабатываемую на ВЭС местного значения, обеспечивающего окупаемость в 3-4 года;

* обеспечение недискриминационного подключения к сетям местного значения объектов возобновляемой энергетики;

* установление требования к местным производителям энергии производить определенную часть на базе возобновляемых источников;

* постановление правительства субъектов об обеспечении некоторого процента электроэнергии, потребляемой муниципальными пользователями за счет “зелёной энергии” (т.е. по повышенным тарифам), подавая пример для участия в процессе добровольного финансирования ВИЭ предприятиям и индивидуальным владельцам;

* снижение местных налогов.

Предложенные выше мероприятия не исчерпывают всех возможных мер поддержки. При этом не требуется вводить все сразу. На первом этапе достаточно было бы двух-трех основных экономического плана и столько же организационно-политических мероприятий.

6.4. Ветроэнергетика – селу

В. Что может дать энергия ветра сельскому жителю?

О. Сельскому жителю, пастуху, оленеводу, рыбаку небольшие ветроустановки мощностью от 50 Вт до 5 кВт, совместно с аккумуляторной батареей и инвертором (устройство преобразующее постоянный ток в переменный) может дать свет в дом, возможность смотреть телевизор, слушать радио, поднимать воду из глубины до 40 метров, выполнять роль пастуха в загонах и пользоваться многими электроинструментами небольшой мощности. Кстати, ветроустановки малой мощности могут эффективно использоваться в местах с небольшой среднегодовой скоростью, так что география их возможного применения гораздо шире.

В. Какова мощность ВЭУ, которую можно использовать сельскому домовладельцу или фермеру?

О. Для дома и для фермера обычно достаточно одной ветроустановки мощностью от 1 до 25 кВт, в зависимости от потребляемой мощности и наличия ветровых ресурсов.

Для электрификации деревни можно использовать несколько ВЭУ общей мощностью до 100...200 кВт.

В. Сколько земли необходимо для малой ветроустановки?

О. Это зависит от мощности ВЭУ. Например для ВЭУ мощностью 1 кВт достаточно 10 кв. метра, учитывая растяжки для крепления мачты. Если ВЭУ без растяжек, то достаточно и 4-х кв. метров. Для ветростанции мощностью 10 кВт, для мачты с растяжками потребуется 30-40 кв. метров.

В. Каковы размеры башни для ВЭУ малой мощности?

О. Обычно высота башни (трубы) составляет 10-12-16-30 метров. Высота башни увеличивается с ростом мощности ВЭУ, а также наличием препятствий для ветра (строения, дерева). Поскольку скорость ветра увеличивается по мере роста высоты, это увеличение высоты башни до разумных пределов желательно.

В. Какова стоимость ветроустановок по сравнению с другими возможностями электроснабжения удаленного от сетей дома (хозяйства)?

О. Это безусловно главный вопрос. В приложениях к книге можно найти цену различных установок. Но в этом вопросе имеется много нюансов, которые трудно понять непосвященному человеку, а продавцы далеко не всегда бывают откровенными.

Итак, имеем ориентир: средняя удельная стоимость малых ВЭУ составляет 2000-2500 долл. США / кВт.

Но не зря говорят, что чёрт кроется в деталях. А они таковы. Прежде всего нужно знать, что входит в комплектацию ВЭУ.

Если ветроустановка предназначена для зарядки аккумуляторных батарей, то в её комплектацию входит собственно ВЭУ и зарядное устройство, и в указанную выше цену входят эти устройства, но батарея не входит. Если ВЭУ предназначена для гарантированного энергоснабжения, то в её комплектацию должна входить аккумуляторная батарея и инверторы, которые могут удвоить названную выше удельную стоимость.

В общем же случае необходимо экономически сравнивать варианты энергоснабжения на базе различных источников, включая прокладку линий. Ясно, что фотоэнергетические станции с удельной стоимостью 6-7 тыс. долл. США за кВт являются самым дорогим решением.

Перспективным решением является гибридные ветро-дизельные системы. Так при проектировании электроснабжения северных поселков были рассмотрены варианты энергоснабжения от дизельной станции 500 кВт и ветродизельной станции с одним дизель генератором мощностью 200 кВт и четырех ВЭУ мощностью 100 кВт при среднегодовой скорости ветра 6,7 м/с.

Стоимость ветро-дизельной станции составила 378000 долл. США, а дизельной 125000 долл. США. Однако экономия топлива дала 90000 долл. США в год, т.е. простой срок окупаемости составил менее трех лет.

Таким образом решающим фактором для применения ветродизельных систем является стоимость топлива и возможность его своевременной и бесперебойной доставки.

В. Не являются ли малые ветроустановки слишком сложным механизмом для сельского хозяйства?

О. Нет не являются. К деталям, изготавливаемым по высокой технологии, относятся лопасти, зарядное устройство и инвертор. Остальные устройства ВЭУ достаточно простые, во всяком случае не сложнее любого двигателя внутреннего сгорания. Обычно малые ВЭУ должны работать первые 3-5 лет без какого-

либо обслуживания. Изготовители должны составлять для потребителей инструкцию пользователя, а по возможности обучать пользователя устранять простейшие неисправности. Хотелось бы *предостеречь пользователей* от одной распространенной ошибки. В комплекте с аккумуляторной батареей дается зарядно-разрядное устройство, которое в частности контролирует степень разряда батареи и не допускает, чтобы аккумулятор разряжался более чем на 50%. Однако “умельцы” часто заставляют аккумуляторные батареи ниже этого предела тем самым аккумуляторы приходят в негодность, а “умельцы” пытаются свалить свою вину на изготовителей.

В. Кто в России изготавливает малые ветроустановки?

О. Таких предприятий не мало.

1. НПГ “Сайнмет” г. Москва – ВЭУ 32/5, мощность ВЭУ-2 кВт, мощность инвертора – 5 кВт;

2. Рыбинский завод приборостроения, г. Рыбинск – ВЭУ 0,5 и 1 кВт, 0,160 кВт и 8 кВт;

3. НПК “Ветроток”, г. Екатеринбург – ВЭУ мощностью 4 кВт;

4. ЗАО “Элмотрон”, г. Новосибирск – ВЭУ мощностью 1 2 кВт;

5. АО “Долина”, г. Кувандык, Оренбургской обл. – ВЭУ мощностью 2 и 5 кВт;

6. НИЦ “Виндэк”, г. Москва – ВЭУ мощностью 0,2, 0,5 и 1 кВт;

7. Институт ВНИПТИМЭСХ, г. Зерноград, Ростовской обл. – ветросолнечная установка мощностью 500 кВт;

8. НПО “Электросфера” г. Санкт-Петербург – ВЭУ мощностью 5 кВт;

9. ООО “Спецремтекс”, г. Одинцово, Московской обл. – ВЭУ мощностью 1,5 кВт.

В. Где можно получить совет по использованию ветра?

О. Российский Союз научных и инженерных общественных организаций (Рос СНИО) Комитет по проблемам использования возобновляемых источников энергии (Комитет ВИЭ). г. Москва, тел.: 290 36 36, 684 85 30.

Российская инженерная Академия (РИА), секция “Энергетика”, г. Москва, тел. 362 71 03

ГУ “Институт энергетической стратегии”, г. Москва, тел. 684 85 30

“Атмограф”, г. Москва

Санкт-Петербургский Государственный технический университет, кафедра Возобновляющихся источников энергии, г. Санкт-Петербург, тел. 8(812) 552 77 71

В. Как обстоят дела с малыми ветроустановками в мире?

О. К малым ветроустановкам (“для дома и для фермы”) за рубежом относят ВЭУ мощностью до 100 кВт, Статистика по ним в мире не ведется. Однако оценки по странам и миру имеются.

Лидером по развитию малых ВЭУ является США, в которых сосредоточена одна треть мирового рынка малых ВЭУ. Средняя мощность продаваемых ВЭУ увеличилась 0,5 кВт в 1990 году до 1 кВт в 2004 году. Общая мощность малых ВЭУ на конец 2004 г. установленных в США, по оценкам составила 30 МВт. В 2005 году было установлено около 13000 малых ВЭУ общей мощностью около 14 МВт. По различным оценкам в период 2006-2010 годы будет установлено 150000 малых ветротурбин и общая установленная мощность в мире достигнет 350 МВт, при этом в США будет установлено около 75000 ветротурбин, общей мощностью порядка 115 МВт. Средняя удельная стоимость за последние 5 лет снизилась на 7%, с 2250 дол/кВт до 2100 дол/кВт и к 2010 году ожидается снижение до 1700 дол/кВт, а средняя мощность составит 1,5 кВт. В США девять крупных компаний, специализирующихся на выпуск малых ВЭУ, и более трех десятков специализирующихся на инженерные.

6.5. Ветроэнергетика и среда обитания человека (экология).

В. В чем состоят экологические преимущества ветроэнергетики?

О. Ветроэлектростанции не загрязняют ни воздух, ни воду и не производят твердые отходы. Ветроэнергетика замещает (экономит) органическое топливо, такое как уголь, нефть, газ, а также сокращает вероятность потерь топливных ресурсов при добыче и транспортировке. Экологически чистая ветровая энергия может помочь снизить негативное влияние на природу от энергетики.

Электростанции России ежегодно выбрасывают в окружающую среду, главным образом в воздух, диоксид серы, углекислый газ, окислы азота, твердые частицы пыли, а также токсичные тяжелые металлы (см. таблицы 5.6.-5.8. гл. 5). Диоксид серы и окислы азота являются причиной кислотных дождей. Они наносят ущерб лесам и животным в них обитающим. Некоторые озера становятся биологически вымершими из-за многолетнего воздействия кислотных дождей. Кислотные дожди вызывают коррозию зданий и сооружений, таких как мосты и опоры линий электропередач. Окислы азота, выброс которых имеется при сжигании газа (относительно экологически чистого топлива) являются первичным компонентом при образовании смога.

Углекислый газ, называемый парниковым газом, являющийся продуктом сжигания любого топлива, является также виновником глобального потепления климата и изменения климата в локальных районах.

Особое беспокойство вызывает влияние вредных выбросов на здоровье населения. В мировой практике зафиксирована устойчивая связь между вредными выбросами и заболеваниями астмой, малым весом новорожденных, преждевременными родами, мертворождением и детской смертностью. Необходимо помнить, что тяжелые металлы имеют свойство накапливаться в биологической цепи продуктов питания человека. К этому стоит добавить потерю среды обитания животных и птиц из-за разработки месторождений органического топлива и урана, не говоря уже об их гибели во время вскрышных и взрывных работ. Осо-

бую опасность представляет ртуть, содержащаяся в угле и выбрасываемая затем в воздух с горючими газами.

В таблице представлено сопоставление влияния на среду обитания различных электростанций.

Таблица 6.4. Воздействие электростанции на среду обитания

Виды воздействия	Ветер	Атом	Уголь	Природный газ
Глобальное потепление	нет	нет	да	да
Загрязнение воды – тепловое или вредными выбросами	нет	да	да	да
Загрязнение воздуха	нет	нет	да	ограничено
Выброс ртути	нет	нет	да	нет
Разработка месторождения, добыча топлива	нет	да	да	да
Твердые отходы	нет	да	да	нет
Среда обитания	ограничено	ограничено	да	да

Десять млрд. кВт·ч, которые вырабатываются на ветростанциях России, ежегодно предотвращают выбросы около 7 млн. тонн углекислого газа, 38000 тонн двуокиси серы и 25000 тонн окиси азота.

В. Какова будет окончательная картина с предотвращением эмиссии парниковых газов, если учесть эмиссию CO₂ на стадии производства оборудования для ВЭС, но транспортировку и расход энергии при монтаже ВЭУ? Говорят, что при таком подходе предотвращение эмиссии CO₂ ветроустановками будет незначительным?

О. Это не соответствует действительности. Во-первых, при подсчете эмиссии CO₂ топливными станциями мы не учитываем, какой дополнительный объем эмиссии CO₂ (назовем его “связанным объемом”) возникает при изготовлении оборудования, строительных и транспортных работах по сооружению электростанций. Уж никак не меньше даже в удельном исчислении, хотя бы потому, что ветростанция строится в течение 1-2 лет, а тепловая – в течение 5 лет.

Во-вторых, были проведены расчеты, показывающие, что если даже учесть “связанный” объем окисла CO₂, то окислы CO₂ от ветростанций составляет около 1% для угольных и 2% для газовых от выбросов, приходящих на 1 кВт·ч на этих станциях.

В. Есть ли отрицательное влияние ВЭС на среду обитания человека?

О. Да, есть, как и влияние любой энергетической или промышленной технологии. Но имеется принципиальное отличие: негативное влияние от ВЭС носит локальный характер и может быть смягчено людьми. В то время как негативное влияние топливных электростанций имеет глобальное влияние и его локализация очень затруднительна. Итак, имеем следующие виды негативного влияния ВЭС на среду обитания человека:

- эрозия почвы;
- гибель птиц и летучих мышей;
- визуальное вторжение;
- опасность гибели людей;
- искажение телевизионных и коммуникационных сигналов;
- шум.

Поскольку в главе 5 все эти вопросы даны развернутые ответы, кратко рассмотрим наиболее существенные.

Гибель птиц и летучих мышей. Если не располагать ветростанции на путях миграции птиц и около пещер, где зимуют летучие мыши, то случаи гибели птиц от столкновения с ветроустановками будут составлять сейчас и в будущем не более 1% от общего количества гибели птиц от результатов человеческой деятельности. Это резюме исследований, проведенных в США и Канаде совместно ветроэнергетиками и биологами.

Основными причинами гибели птиц в результате человеческой деятельности в США являются:

- * гибель от кошек (около 1 млрд. в год);
- * столкновение с высотными зданиями (от 100 млн. до 1 млрд. в год);
- * гибель от охотников (100 млн. в год);
- * столкновение с автотранспортом (от 60 до 80 млн. в год);
- * столкновение с телевизионными и ретрансляционными башнями (от 10 до 40 млн. в год);
- * гибель от пестицидов (67 млн. в год);
- * столкновение с линиями электропередач (от 10 тыс. до 174 млн. в год).

Опасность гибели людей. Эту опасность связывают с возможностью поражения людей в результате отрыва лопасти или кусками льда отлетевшего от лопасти при обледенении.

Однако практика говорит о том, что в настоящее время достигнут очень высокий уровень механической надежности лопастей. Ветроустановки зачастую располагаются рядом с местами возможного появления людей. В мире работает около 160 тысяч ветроустановок и не зафиксировано ни одного случая гибели или решения людей в результате отрыва лопасти или отлетевшими от лопасти кусочком льда. Зафиксирован один случай в Германии гибели парашютиста, которого занесло ветром на работающую ветроустановку. Вряд ли можно себе представить электростанцию более безопасную для обслуживающего персонала и окружающих людей, чем ветростанция.

Напомним, что ветростанция полностью автоматизирована и на ВЭУ ведется контроль вибрации. При возрастании вибрации выше нормы, что возможно при обледенении, ВЭУ немедленно останавливается.

Шум. Источником шума на ВЭУ является механическая передача от ветроколеса к генератору, в основном шум редуктора (механический шум) и шум при работе ветроколеса (аэродинамический шум). Для снижения механического шума используются гасители различной конструкции, а также применяется звукоизолирующее покрытие кабины.

В результате противозумных конструктивных решений в безредукторных ветроустановках, например фирмы Enercon можно спокойно разговаривать в кабине не повышая голоса при работающей установке.

Аэродинамический шум стараются снизить соответствующим изменением профиля лопастей и выбором оптимальной скорости вращения ветроколеса. Вот как реально выглядит шумность ВЭУ по сравнению с другими источниками шума. (см. диаграмму) по данным Американской ветроэнергетической ассоциации.

Турбина самолета	150	
	140	
	130	Пневматический молоток
	120	
Промышленные помещения	110	
	100	Стереомузыка
Салон автомобиля	90	
	80	
	70	Помещения офиса
Жилое помещение (холодильник)	60	
	50	Ветротурбина на расстоянии 200-250 м от башни
Городской шум в спальне	40	
	30	Шопот
Шорох падения листьев	20	
	10	
Источник шума	Децибеллы	Источник шума

А так выглядит сравнительная характеристика источников шума по данным Британской ветроэнергетической ассоциации.

Таблица 6.6. Сравнительная характеристика источников шума

Источники шума	dB (A)
Порог слышимости	0
Сельская ночь, фон	20-40
Спальная комната	35
Ветроустановка на расстоянии 350 м	35-45
Легковой автомобиль, скорость 70 км/ч, расстояние 100 м	55
Оживленный офис в максимум активности	60
Грузовой автомобиль, скорость 50 км/ч, расстояние 100 м	65
Пневматический бур на расстоянии 7 м	95
Самолет на расстоянии 250 м	105
Болевой порог	140

Эти две таблицы хорошо дополняют друг друга.

При выборе площади для установки ВЭУ необходимо обеспечить удаленность от жилья на 200-250 метров. При этом необходимо учесть розу ветров и соотношение высоты между местом установки ВЭУ и жильем.

В. Я слышал, что от шума ВЭУ гибнут червяки и насекомые, а за ними грызуны, хищники и т.д. и через некоторое время территория ВЭУ напоминает безжизненную пустыню. Так ли это?

О. Нет, не так. Это самый живучий *миф* не имеющий отношения к реальности. Его особенность ещё и в том, что живет этот миф в основном в России и среди тех людей, которые профессионально не занимаются ветроэнергетикой, но чего-то, когда-то, где-то об этом слышали. Довольно часто этот миф используется для того, чтобы воспрепятствовать строительству ветростанций. При этом люди не отдают себе отчет в казальность бы очевидных фактах. На уровне 2008 года в 16 зарубежных странах установленная мощность ветростанций превысила 1000 МВт, а в США и Германии превысила 20 тысяч МВт, а мощность всех действующих ветроэнергетических станций мира превысила 120 тысяч МВт.

Однако, о “бедных грызунах” там никто не вспоминает. Возникает вопрос: почему? Да потому, что этой проблемы не существует. История вопроса такова. В семидесятых годах в начале взросления ветроэнергетики на первых конструкциях ВЭУ генерировался шум, среди спектра различных частот которого имела составляющая с частотой 3-10 Гц, называемая “инфразвуком”. Звук с малой частотой угнетающе действует на живые организмы, в том числе на насекомых. Это явление было преодолено выбором профиля лопастей и выбором скорости вращения ветроколеса. Проблема была решена. “Инфразвук” ветроустановка не генерирует. Всякие публикации по этому вопросу в научных журналах прекратилась примерно к 1985 году. Все об этой проблеме забыли, кроме отдельных “знатоков” в России. Автору приходилось бывать на ветростанциях штата Калифорния в США и он лично на территории ВЭС Tehachapi

Pass, на которой установлено 7 тысяч ветроустановок, видел сусликов и даже койота, который охотился за ними. Плотность современных ВЭС гораздо ниже, поскольку единичная мощность ВЭУ, которыми комплектуется современная ВЭС, составляет 1 МВт и выше. Расстояние между ветроустановками достигает 400-500 метров. В этих условиях и подавно отсутствует всякая опасность для насекомых, птиц и грызунов подвергаться отрицательным воздействиям от шума ветроустановок и не только от “инфразвука”. Площадь между ветряками используется либо как пастбище, либо для выращивания сельскохозяйственных и кормовых культур. Обычная картина на полях Германии, Дании, Голландии, где приходилось бывать автору: скот, пасущийся рядом с ветроустановками, чайки, летающие между ними, и насекомые, спокойно занимающиеся своими делами в траве.

В. Сколько земли нужно для ветростанции?

О. Собственно под ветроустановку нужно 200-400 квадратных метров, плюс дорога к ней, длина которой зависит от общей схемы дорог.

Если ВЭС располагается на плодородных землях, то промежутки между ВЭУ используются по своему прямому сельскохозяйственному назначению. В США и Европе среди фермеров процветает бизнес, они получают арендную плату за предоставления земли под ветроустановки, продолжая заниматься своим прямым делом; выращиванием сельскохозяйственных культур и животноводством. Причем в договорах предусматривается 100% рекультивация земли после истечения срока службы ВЭУ.

Но чаще всего ВЭУ располагаются на землях не пригодных для сельского хозяйства. Описанная выше ситуация резко отличается от земледелия под тепловые и атомные электростанции, не говоря уже о ГЭС с крупным водохранилищем. В этом случае земли для сельского хозяйства теряются безвозвратно.

В. Сколько требуется воды для работы на различных электростанциях и на ВЭС?

О. Проблема обеспечения водой промышленных предприятий и электростанций становится всё более актуальной.

По данным Калифорнийской энергетической комиссии электростанции на органическом топливе потребляют количество воды (имеется ввиду прямые потери на испарение и не учитывается возврат воды, и её дальнейшее использование) указанное в табл. 6.7.

Таблица 6.7. Безвозвратный расход воды электростанциями на органическом топливе.

Вид электростанции	Расход воды, литров/кВт·ч
Атомная	2,3
На угле	1,9
На нефти и нефтепродуктах	1,6
С комбинированным циклом на газе	0,95

На ветростанциях вода используется для очистки лопастей от пыли, которая осаждаясь на лопастях изменяет аэродинамический профиль и снижает эффективность работы ВЭУ. По данным Американской ветроэнергетической ассоциации, промывать лопасти целесообразно четыре раза в год. Аналогично рекомендуется очищать от пыли фотоэлектрические панели. Расход воды на эти цели для электростанций на возобновляемых источниках показан в табл. 6.8.

Таблица 6.8. Безвозвратный расход воды, на электростанциях на возобновляемых источниках энергии

Вид электростанции	Расход воды, л/ кВт·ч
Ветровые	0.004
Фотоэлектрические	0.110

Таким образом безвозвратные потери воды на ВЭС в 475 раз меньше, чем на АЭС, около 400 раз меньше чем на угольных станциях и 275 раз менее чем станциях на газе.

В. Существует мнение, что ветростанции не снижают объем вредных выбросов от топливных электростанций, поскольку тепловые электростанции продолжают работать из-за нестабильности поступления энергии от ветростанций. Так ли это?

О. Нет, конечно не так. Во-первых, количество вредных выбросов прямо пропорционально количеству сожженного топлива. А количество сожженного топлива на тепловых электростанциях (ТЭС) напрямую зависит от количества выработанной энергии. Здесь нужно взять поправку на снижение кпд тепловой станции при снижении нагрузки, но это несоответствие составляет несколько процентов. Значит, с выдачей энергии от ВЭС снижается энергия, вырабатываемая на ТЭС и, следовательно, снижается объем вредных выбросов.

Во-вторых, регулирование мощности в энергосистеме ведут обычно гидро-станции, поэтому небольшие изменения мощности от ВЭС воспринимаются гидро-станциями.

В-третьих, даже если в энергосистеме регулирование мощности ведут тепловые станции, то, как показывают исследования, при вводе ветростанции мощностью 100 МВт, дополнительная мощность для регулирования на ТЭС требуется всего около 2 МВт.

Так что сокращение вредных выбросов при работе ВЭС является неоспоримым фактом.

В. Как ВЭУ влияют на чистоту воздуха?

О. Очень положительно, поскольку от ВЭУ нет эмиссии парниковых газов, как от всех тепловых электростанций; нет выбросов газов, образующих кислотные дожди и смоги, нет выбросов твердых частиц, как от угольных электростанций.

В. Ветро турбина искажает телевизионные и другие коммуникационные сигналы?

О. Искажения бывают очень редко и их можно избежать. Большие ветротурбины могут искажать сигналы, если они находятся на «линии видимости». Усиление приемной антенны или установка радиорелейной станции около ветростанции решают проблему. На практике нашли применение оба способа.

В. Чего делают производители ВЭУ, чтобы снизить уровень шума?

О. Таких направлений несколько. Среди них:

* ориентация на ветер. Раньше практиковалось две конструкции ветротурбин. Одна, когда ветер набегает на ветроколесо («на ветер»), вторая, когда ветер сначала встречает гондолой, а затем ветроколесо («под ветер»). На конструкции «под ветер» ориентация ветроколеса происходит за счет давления ветра и никаких дополнительных устройств поворота не нужно. В конструкциях «на ветер» ориентация происходит с помощью специального механизма поворота, действующего от датчика направления ветра – флюгера. Это существенно усложняет конструкцию ветроустановки, но именно эту конструкцию приняли все современные фирмы и именно потому, что она издает гораздо меньше шума. В конструкциях «под ветер», набегаящий поток ветра встречает гондолу, турбулизируется ею и начинает издавать импульсы скачков шума. Поэтому в настоящее время почти все мощные ветроустановки выполняются с ориентацией «на ветер».

Башни и гондолы обтекаемой формы. Для башни принята за базу коническая стальная труба. Решетчатые башни на мощных ВЭУ применяются крайне редко, хотя они гораздо дешевле. Причина такая: стремление уменьшить турбулизацию потока и снизить шум. Если раньше кабина была угловой формы, то сейчас практически все кабины обтекаемой формы.

Усиление звукопоглощения кабин и применение других конструктивных решений по оборудованию. Внутренность кабины обшивается специальными звукопоглощающими материалами. Источники технического шума, в первую очередь редукторы, покрываются звукопоглощающими кожухами, крепление к несущей раме оборудования (редуктор, генератор, подшипник) осуществляется с применением демирирующих прокладок, что снижает вибрацию и механический шум.

Лопастей ветроколеса становятся более эффективными. С накоплением опыта все более совершенствуется аэродинамический профиль лопастей, они становятся более эффективными и одновременно менее шумными.

В. Что можно сказать о шумности малых ВЭУ?

О. Парадоксально, но шумность малых ВЭУ больше, чем шумность больших ветротурбин, по крайней мере по двум причинам:

* скорость вращения ветроколеса и соответственно концов лопастей малых ВЭУ выше, чем у больших;

* гораздо больше средств выделяется на исследования по снижению шума от больших машин, чем для малых.

Поскольку неприятности от шума малых ВЭУ испытывает в основном владелец ВЭУ, то пока шумность малых ветроустановок не является препятствием их использования.

В. Являются ли ветростанции объектом туризма?

О. Да, и весьма популярным. Например, по данным Британской ветроэнергетической ассоциации, на первой коммерческой ветростанции в Делаболе (Delabole) за первые 10 лет побывало с экскурсиями 35000 посетителей. В Шотландии 80% туристов желают посетить ветростанции. Аналогичная картина и по другим странам.

В. Как можно оценить вклад ветроустановки в защиту среды обитания человека?

О. Вклад ветроустановки в защиту среды обитания человека зависит от ее мощности и средней скорости ветра, т.е. величины вырабатываемой ею энергии в течение года.

Так ВЭУ мощностью 1 МВт производит в год в среднем 2,6 млн. кВт·ч. Это означает, предотвращение выбросов по сравнению с тепловой станцией на угле:

- двуокиси серы – 3,6 тонн;
- окислов азота – 10 тонн;
- углекислого газа – 2970 тонн;
- твердых частиц – 0,86 тонн.

Такое количество углекислого газа поглощает лес на площади 2,5 кв. км, так что работающая ветроустановка как бы непрерывно расширяет лесной массив.

6.6. Ветроэнергетика и ее влияние на социальные условия жизни населения

Выявлены, по крайней мере, два аспекта влияния ветроэнергетики на социальные условия жизни населения:

* обеспечение электроэнергией населения и местной промышленности в населенных пунктах с автономным электроснабжением (не подключенным к сетям общего пользования);

* создание рабочих мест, как непосредственно в отрасли, так и в сопутствующих отраслях и направлениях деятельности людей.

Первый аспект в странах Европы имеет достаточно ограниченное значение, поскольку в Европе практически все населенные пункты на материке подключены к сетям общего пользования. Изолированные местные системы встречаются на островах, поэтому ветро-дизельные системы часто называются “островными” (island). Для России этот аспект имеет очень важное значение, поскольку в зонах автономного энергоснабжения проживает порядка 10 миллионов человек. В значительной доле этих населенных пунктов имеются ветровые условия, достаточные для эффективной работы автономных ветроустановок и ветро-дизельных систем.

Второй аспект – создание дополнительных рабочих мест также существенно важен для России и его значение можно понять, рассмотрев ситуацию в странах Евросоюза (По данным Wind at Work, by the European Wind Energy Association, January, 2009).

6.6.1. По состоянию на конец 2007 года число рабочих мест, занятых в ветроэнергетике Европы составило около 108600 человек. Ситуация по странам представлена в таблице 6.6.1.

Таблица 6.6.1.

Страна	Число занятых в странах Европейского союза
Австрия	700
Бельгия	2000
Болгария	100
Чешская республика	100
Дания	23500
Финляндия	800
Франция	7000
Германия	38000
Греция	1800
Венгрия	100
Ирландия	1500
Италия	2500
Нидерланды	2000
Польша	800
Португалия	800
Испания	20500
Швеция	2000
Великобритания	4000
Другие страны EU	400
Итого	108600

Включая занятость в сопутствующих отраслях количество рабочих мест в ветроэнергетике EU составляет 154000 человек.

В ранее проведенных исследованиях в EU – 15 число непосредственно занятых составляло в 2002 году 48363 человека. Таким образом, число непосредственно занятых в ветроэнергетике увеличилось на 60237 человек (125%).

В среднем число непосредственно занятых за период 2002 – 2007 годы увеличивалось ежегодно на 12047 человек. Другими словами новых 33 человека получали работу каждый день за последние пять лет.

Как показано на рис. 6.6.1. и в табл. 6.6.2. львиная доля непосредственно занятых приходится на производство ветротурбин и их компонентов (59%). На этот сектор приходится основное количество рабочих мест в сопутствующих отраслях.

Таблица 6.6.2.

	Доля непосредственно занятых, %	Количество непосредственно занятых, чел.	Количество занятых в сопутствующих отраслях, чел.	Всего занятых
Производство ветроустановок	37,0%	40182	42716	82908
Производство компонентов	22,0	23892		
Создание ветростанций	16,0%	17376		
Монтаж, эксплуатация, обслуживание	11,0%	11946		
Независимые производители (IPP)/службы обслуживания	9,0%	9774		
Консультации (инжиниринг)	3,0	3258		
Исследования и разработки/университеты	1,0%	1086		
Финансирование (страховка)	0,3%	325,8		
Прочие	0,7%	760,2		
Итого	100%	108600	42716	151316

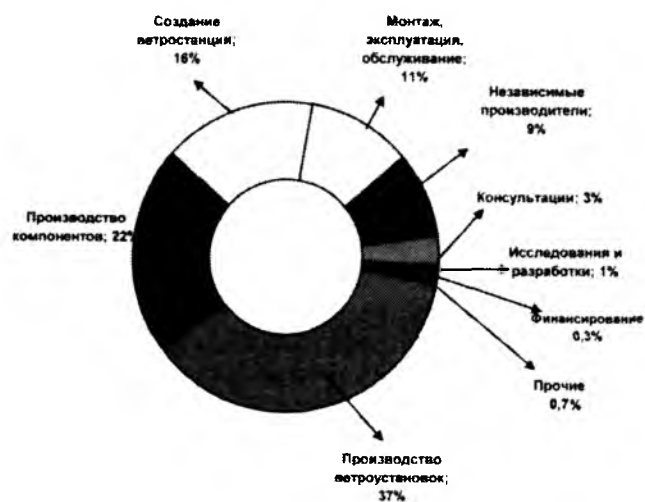


Рис. 6.6.1. Доля рабочих мест в производственных секторах ветроэнергетики.

В таблице 6.6.3. показано распределение удельного количества работающих по отношению к годовому вводу мощности и к общей установленной мощности.

**Таблица 6.6.3. Удельное значение рабочих мест
в 2007 году, мест/МВт.**

Производственный сектор	Рабочие места	рабочие места/годовой ввод, МВт	Рабочие места/установленная мощность, МВт	База
Производство ветротурбин – прямая занятость	64074	7,5		
Производство ветротурбин – сопутствующая занятость	42716	5,0		Ежегодно
Монтаж	10665	1,2		
Эксплуатация и обслуживание	18657		0,33	Нарастающим итогом
Другая прямая занятость*	15204	1,3	0,07	
Всего рабочих мест	151316	15,1	0,4	

* Независимые производители, обслуживающие службы, консультанты, исследователи в институтах и университетах, финансисты и т.п.

В целом на 1 МВт годового ввода установленной мощности приходится 15,1 рабочих мест, а по отношению к общей установленной мощности приходится 0,4 рабочих места.

6.6.2. Прогноз занятости в секторе ветроэнергетики Европейского союза на период 2007 – 2030 годы

В соответствии с базовым сценарием Европейской ветроэнергетической ассоциации (EWEA, 2008) к 2020 году общая установленная мощность ветровых электростанций достигнет 180 ГВт и 300 ГВт на конец 2030 года. В течение этого периода значительно увеличится доля морских ветростанций. С учетом сценария развития наземных ветростанций и оценки стоимости этих ветростанций на перспективу 2008 – 2030 годы произведена оценка занятости в ветроэнергетике EU на этот период (рис. 6.6.2.).

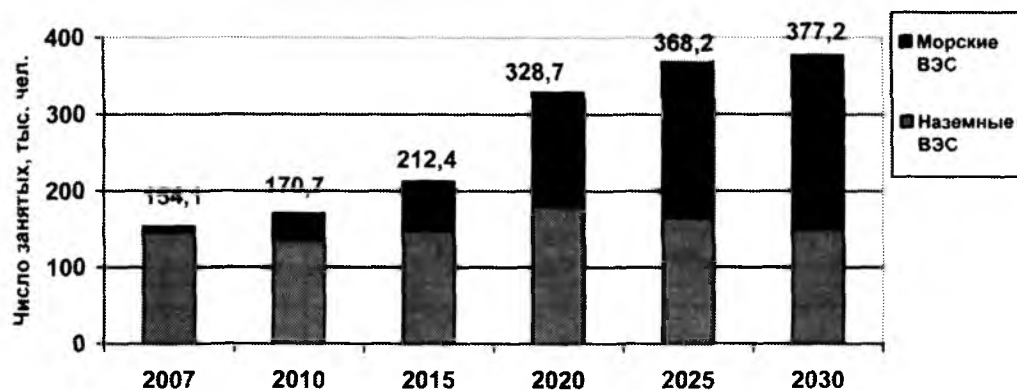


Рис. 6.6.2. Прогноз занятости в секторе ветроэнергетики Европейского союза на период 2007 – 2030 годы.

В прогнозных оценках принято, что отношение численности занятых в сооружении и обслуживании наземных ВЭС к соответствующей численности морских ВЭС равно отношению стоимостей сооружения морских и наземных ВЭС.

В результате получено, что отношение “количество рабочих мест/МВт” линейно уменьшается от 15,1 для вновь установленных ВЭУ и 0,4 для общей установленной мощности, имеющих место в 2007 году снизится до 11 и 0,29 соответственно в 2030 году.

Количество занятых в ветроэнергетике ЕС увеличится более чем в два раза: от 154000 в 2007 году до почти 330000 в 2020 году. К 2030 году число работающих в ветроэнергетике ЕС составит более 377000, в том числе 160000 в наземных ВЭС и 216000 в морских ВЭС.

Таблица 6.6.4. Ввод мощностей и занятость в ветроэнергетической отрасли Европейского союза на период до 2030 года.

	Годовой ввод, МВт			Нарастающим итогом, МВт			Количество рабочих мест, чел.		
	Наземные	Морские	Итого	Наземные	Морские	Итого	Наземные	Морские	Итого
2007	8344	210	8554	55500	1100	56535	147736	6370	154106
2010	6873	1331	8205	76500	3500	80000	129271	41396	170667
2015	8086	2300	10386	112500	12000	124500	151047	61401	212448
2020	9949	6805	16754	145000	35000	180000	176199	152491	328690
2025	10519	8504	19023	164800	74500	239300	177194	191744	368938
2030	9882	9590	19472	180000	120000	300000	161606	215637	377244

ПРИЛОЖЕНИЯ



Совет Министров СССР

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 17 сентября 1987 г. № 1052

МОСКВА, КРЕМЛЬ

ОБ УСКОРЕННОМ РАЗВИТИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТЕХНИКИ В 1988—1995 ГОДАХ

В целях ускорения научно-технического прогресса в области создания ветроэнергетической техники и внедрения ее в народное хозяйство Совет Министров СССР постановляет:

1. Принять предложения Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР и Министерства электротехнической промышленности СССР, согласованные с Госпланом СССР:

о вводе в эксплуатацию в 1988—1995 годах ветроэнергетических установок в количестве 57 тыс. комплектов, в том числе в 1988—1990 годах 14,3 тыс. комплектов, согласно приложению № 1.

Министерству авиационной промышленности СССР, Министерству химического и нефтяного машиностроения СССР и Министерству электротехнической промышленности СССР осуществить в 1988—1995 годах производство и поставку Министерству мелиорации и водного хозяйства СССР комплектующих изделий для указанных ветроэнергетических установок согласно приложению № 2.

Совету Министров РСФСР обеспечить поставку ежегодно Министерству мелиорации и водного хозяйства СССР в 1987—1988 годах 100 винтовых водоподъемников типа 1ВВ12/3 и в 1987—1995 годах 100 винтовых водоподъемников типа 1ВЭ20/3;

о развитии в 1988—1995 годах производственных мощностей научно-производственного объединения «Ветроэн» и фрунзенского завода тяжелого электромашиностроения «Тяжэлектромаш» имени 60-летия Киргизской ССР производственного объединения «Киргизэлектромаш» согласно приложению № 3.

Госплану СССР, указанным министерствам и Совету Министров РСФСР предусматривать установленные настоящим пунктом задания в государственных заказах;

о выделении на осуществление мероприятий, указанных в приложениях № 1 и 3 к настоящему постановлению, лимитов государственных централизованных капитальных вложений в 1988—1990 годах в объеме 85 млн. рублей, в том числе в 1990 году 33 млн. рублей, и в 1991—1995 годах в объеме 220 млн. рублей.

2. Возложить на научно-производственное объединение «Ветроэн» Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР функции головной организации по созданию и внедрению в народное хозяйство автономных ветроэнергетических установок единичной мощностью до 100 киловатт, заказчика по сооружению автономных ветроэнергетических установок и выполнению проектно-изыскательских, строительно-монтажных и пусконаладочных работ, а также обязанности по ремонту и техническому обслуживанию таких установок в течение всего срока их эксплуатации.

3. Принять предложения Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР, согласованные с Госпланом СССР, Государственным комитетом СССР по науке и технике, Министерством финансов СССР и Советами Министров союзных республик:

о создании в пос. Заславле Минской области, гг. Баку, Вильнюсе, Кишиневе и пос. Кабардинке Краснодарского края соответственно Белорусского, Азербайджанского, Литовского, Молдавского и Краснодарского филиалов научно-производственного объединения «Ветроэн»;

о передаче торфопредприятия «16 Красных партизан» производственного объединения «Сергеевичское» из ведения Министерства топливной промышленности Белорусской ССР в ведение Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР для включения его в состав научно-производственного объединения «Ветроэн»;

об образовании на базе отделения по проектированию Центрального конструкторского бюро научно-производственного объединения «Ветроэн» специализированной проектно-изыскательской организации по проектированию ветроэнергетических установок.

4. Установить, что:

проведение научно-производственным объединением «Ветроэн» Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР работ по техническому перевооружению и реконструкции действующих производств осуществляется в порядке и на условиях, предусмотренных пунктами 14, 15 и 16 постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 13 марта 1986 г. № 328 (СП СССР, 1986 г., № 11, ст. 67), а выполнение этим объединением строительных работ хозяйственным способом — в порядке и на условиях, предусмотренных пунктами 21, 23, 24, 26 и 27 указанного постановления;

на работников проектно-изыскательских структурных единиц указанного объединения распространяются условия оплаты труда и материального стимулирования, установленные пунктами 10, 11, 12 и 14 постановления Совета Министров СССР от 28 января 1985 г. № 96 (СП СССР, 1985 г., № 7, ст. 26).

5. Разрешить научно-производственному объединению «Ветроэн» Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР:

выполнять работы по ремонту и техническому обслуживанию автономных ветроэнергетических установок силами входящих в состав объединения специализированных строительно-монтажных подразделений и включать эти работы в объем строительно-монтажных работ;

привлекать до 1 января 1990 г. по согласованию с соответствующими профсоюзными органами для выполнения неотложных работ по изготовлению, монтажу, ремонту и техническому обслуживанию ветроэнергетических установок рабочих, специалистов и служащих этого объединения и других предприятий и организаций на условиях совместительства за пределами рабочего дня по основному месту работы.

6. Разрешить банкам осуществлять финансирование в централизованном порядке выполняемых научно-производственным объединением «Ветроэн» Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР работ по строительству ветроэнергетических установок по рабочим чертежам и сметам на отдельные объекты.

7. Установить, что смонтированные и введенные в эксплуатацию автономные ветроэнергетические установки передаются на баланс организаций, использующих эти установки.

8. Государственному комитету СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды совместно с Министерством мелиорации и водного хозяйства СССР разработать и утвердить в 1988—1989 годах методические указания для проведения изыскательских работ по оценке ветроэнергетических ресурсов для обоснования схем размещения и проектирования ветроэнергетических установок.

9. Возложить на Министерство энергетики и электрификации СССР функции головного министерства по проектированию, строительству и эксплуатации ветроэлектрических станций мощностью более 100 киловатт, предназначенных для работы в энергосистемах, а также разработку технических требований на оборудование таких станций.

10. Возложить на Министерство тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения СССР функции головного министерства по разработке и производству силовых узлов ветроэлектрических станций мощностью более 100 киловатт, предназначенных для работы в энергосистемах.

11. Государственному комитету СССР по науке и технике и Министерству энергетики и электрификации СССР с участием Госплана СССР, Академии наук СССР, Государственного комитета СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды, Министерства тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения СССР, Министерства электротехнической промышленности СССР, Министерства авиационной промышленности СССР и других заинтересованных министерств и ведомств СССР разработать и представить в I квартале 1988 г. в Совет Министров СССР предложения о размещении в 1988—1995 годах ветроэлектрических станций, предназначенных для работы в энергосистемах



Председатель

Совета Министров СССР Н. РЫЖКОВ

Управляющий Делами

Совета Министров СССР М. СМРТЮКОВ

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
к постановлению Совета Министров СССР
от 17 сентября 1987 г. № 1052

КОЛИЧЕСТВО
ветроэнергетических установок, подлежащих вводу в эксплуатацию Мин-
водхозом СССР в 1988—1995 годах

	Единица измерения	1988— 1990 годы — всего	В том числе 1990 год	1991 1995 годы
Ветроэнергетические установки — всего	тыс. комп- лектов	14,3	5,3	43
в том числе единичной мощностью:				
до 3 кВт		11,4	4,6	36
от 3 до 15 кВт		2,6	0,6	5,5
от 15 до 100 кВт		0,3	0,1	1,5

Управляющий Делами
Совета Министров СССР **М. СМЕРТЮКОВ**

П Е Р Е Ч Е Н Ь
комплектующих изделий для ветроэнергетических установок, поставляемых Минводхозу СССР в 1988—
1995 годах

	Единица измерения	1988 год	1989 год	1990 год	1991—1995 годы	Министерство-поставщик
Профили из легких сплавов для лопастей ветроэнергетических агрегатов	тонн	14	30	80	500	Минавиапром СССР
Агрегаты электронасосные типа ВЭЦВ-6-4-40	тыс. штук	0,4	0,45	0,5	4,5	Минхиммаш СССР
Генераторы магнитоэлектрические мощностью 0,25 кВт	„	1	6	10	80	Минэлектротехпром СССР
Генераторы синхронные типа СГВ мощностью 4, 8, 16 и 30 кВт	„	0,6	0,7	0,8	6	„

Управляющий Делами
Совета Министров СССР **М. СМЕРТЮКОВ**

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3
к постановлению Совета Министров СССР
от 17 сентября 1987 г. № 1052

П Е Р Е Ч Е Н Ь
предприятий Минводхоза СССР и Минэлектротехпрома СССР, подлежащих развитию в 1988—1995 годах

	Проектная мощность (млн. рублей)	Срок ввода в эксплуатацию
Минводхоз СССР		
Опытно-экспериментальный завод ветроэнергетического оборудования (расширение), г. Астрахань	14	1992 год
Завод ветроэнергетического оборудования (строительство), Калужская область*	25	1993 год
Экспериментально-ремонтный завод ветроэнергетического оборудования (расширение), г. Караганда	25	1992 год
Проектно-испытательская организация и автоматизированная система управления объединением (техническое перевооружение), г. Реутово Московской области	2,5	1990 год
Опытный завод (техническое перевооружение), г. Истра Московской области	2,5	1988 год
Опытный завод ветроэнергетического оборудования «16 Красных партизан» (расширение), Минская область	12	1992 год
Минэлектротехпром СССР		
Фрунзенский завод тяжелого электромашиностроения «Тяжэлектромаш» имени 60-летия Киргизской ССР производственного объединения «Киргизэлектромаш» (расширение), г. Рыбачье Иссык-Кульской области	10	1993 год

* Подрядчик определяется Госпланом СССР.

Управляющий Делами
Совета Министров СССР **М. СМЕРТЮКОВ**

Приложение 1.2.

Развитие морских (оффшорных) ветростанций в странах Европы

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м.	Расстояние до берега, км.	Дата ввода в работу
Бельгия					
В эксплуатации, всего:	30,0				
Thornton Bank phase 1	30,0	6	12-27	27-30	2008
Планируемые до 2015 г., всего:					
Belwind	330				2010
Thornton Bank phase 2	90				2010
Thornton Bank phase 3	180				2012
Eldepasco phase 1	72				2012
Eldepasco phase 2	144				2014
North of Bligh Bank	600				2015
Германия					
В эксплуатации, всего:	12,0				
EmdenEms	4,5	1	-	<1	2004
Breiting	2,5	1	2	1	2006
Hooksiel	5	1	2-8	0,4	2008
Строящиеся, всего:	732,5				
Alpha Ventus	60	12	30	45	2009
Baltic 1	52,5	21		15-16	2009
Borkum Riffgat	220	-	-	-	2012
BARD offshore 1	400	80	-	100	2009
Планируемые до 2015 г, всего:	10183,0				
Borkum Riffgrund phase 1	231				2009
Sky 2000	150				2009
Nurdlicher grund	400				2009
Nordergrunde	90				2010
Code Wind	400				2010
Borkum West 2	400				2011

Продолжение табл.

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м.	Расстояние до берега, км.	Дата ввода в работу
Amrumbank West	400				2011
Northsea Wind Station	280				2011
Austerngrund	400				2011
Hochsee Windpark Nordsee	400				2011
Borkum Riffgrund West pahse 1	400				2011
Nordsee Ost	400				2012
Butendiek	240				2012
Globaltech 1	360				2013
Kriegers Flak	332				2013
Borkum Riffgrund phase 2	450				2013
Mearwind	400				2013
Innogy Nordsee 1	960				2015
He Dreiht	400				2015
Dan Tysk	400				
Sandbank 24 phase 1	400				
Arkona-Becken phase 1	400				
Beltsee	415				
GEOFreE	25				
Deutsche Bucht	250				
Ventotec Nord phase 1	600				
Ventotec Nord phase 2	600				
Дания					
В эксплуатации, всего:	409,15				
Vindeby	4,95	11	2,5-5	2,5	1991
Tuno Knob	5,0	10	0,8-4	6	1995
Middelgrunden	40,0	20	5-10	2-3	2001
Horns Rev 1	160,0	80	6-14	14-17	2002
Nysted	165,6	72	6-10	6-10	2003

Продолжение табл.

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м.	Расстояние до берега, км.	Дата ввода в работу
Samso	23,0	4	11-18	3,5	2003
Frederikshavn	10,6	4	3	0,8	2003
Строящиеся, всего:	449,2				
Sprogo	21	7	6-16	0,5	2009
Avedere	7,2	2	2	0,025	2009
Frederikshavn (Test site)	12	2	15-20	4,5	2010
Horns Rev 2	209,0	91	9-17	30	2010
Rodsand 2	200,0	89	5-15	23	2010
Планируемые до 2015 г, всего:	418,0				
Djursland-Anholt	400				2012
Grenaa Havn	18				2012
Великобритания					
В эксплуатации, всего:	590,8				
Blyth Offshore	3,8	2	6	1	2000
North Hoyle	60	30	5-12	7,5	2003
Scroby Sands	60	27	2-10	3	2004
Kentish flats	90	30	5	8,5	2005
Barrow	90	30	>15	7	2006
Beatrice	10	2	>40		2007
Burbo Bank	90	25	10	5,2	2007
Inner Dowsing	90	30	10	5,2	2008
Lynn	97	30	10	5,2	2008
Строящиеся, всего:	1392,0				
Ryhl Flats	90	25	8	8	2009
Gunfleet Stand 1 and 2	172	48	2-15	7	2010
Solway Firth/ Robin Rigg A	90	30	>5	9,5	2010
Solway Firth/ Robin Rigg B	90	30	>5	9,5	2010
Thanet	300	100	20-25	7-8,5	2010

Продолжение табл.

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м.	Расстояние до берега, км.	Дата ввода в работу
Greater Gabbard phase 1	300				2010
Greater Gabbard phase 2	200				2011
Ormonde	150	30	20	11	2010
Планируемые до 2015 г., всего:	6773,0				
Redcar Teeside	90				2010
Sheringham Shoal	315				2011
London Array East	475				2012
London Array West	525				2012
Gwyntjy Mor	750				2014
Cirrus Array	270				
Docking Shoal	500				
Dudgeon East	300				
Humber Gateway	300				
Lines	250				
Race Bank	500				
Scarweather Sands	108				
Triton Knoll	1200				
Walney	450				
West Duddon	500				
Westmost Rough	240				
Нидерланды					
В эксплуатации, всего:	246,8				
Lely	2	4	7,5	0,75	1994
Irene Vorrink	16,8	28	2	0,03	1996
Offshore Wind Farm Egmond aan Zee (OWEZ)	108	36	17-23	8-12	2006
Prinses Amalia	120	60	19-24	>23	2008
Планируемые до 2015 г., всего:	2587,0				
Scheveningen Buiten	300				2011

Продолжение табл.

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м.	Расстояние до берега, км.	Дата ввода в работу
West Rijn	284				2012
Breeveertien 2	350				2013
Callantsoog-Noord	303				2013
Q10	200				2013
Tromp	1150				
Швеция					
В эксплуатации, всего:	133,3				
Bockstigen	2,8	5	6-8	3	1998
Utgrunden 1	10,5	7	4-10	7	2001
Yttre Stengrund	10	5	8-12	4	2002
Lillgrund	110	48	2,5-9	10	2007
Строящиеся, всего:	30,0				
Gasslingegrund	30	10	4-10	4	2009
Планируемые до 2015 г., всего:	3149,4				
Skottarevet	135				2010
Trolleboda	150				2011
Kriegers Flak	640				2011
Karehamn	50				2011
South Midsjo Bank	1000				2013
Kriegers Flak 2	640				2014
Finngundet	400				
Klasarden	48				
Utgrunden 2	86,4				
Ирландия					
В эксплуатации, всего:	25,2				
Arklow Bank	25,2	7	15	7	2004
Планируемые до 2015 г., всего:	1578,0				
Codling Wind Park Off	1100				

Продолжение табл.

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м.	Расстояние до берега, км.	Дата ввода в работу
Kish and Bray	48				
Oriel Wind Farm	330				
Skerd Rocks	100				
Италия					
В эксплуатации, всего:	0.08				
Brindisi	0.08	1	108	20	2008
Планируемые до 2015 г., всего:	827,0				
Molise	162				2010
Golfo di Gela	575				
Tricase	90				
Испания					
Планируемые до 2015 г., всего:	1976,4				
Barbate	982,8				2012
Mar de Trafalgar	993,6				
Норвегия					
Строящиеся, всего:	3,0				
LFloting Hywind	3	1	100	10	2009
Планируемые до 2015 г., всего:	1550,0				
Havsul 1	350				2015
Siragrunnen	200				2015
Lista	1000				2015
Финляндия					
В эксплуатации, всего:	24,0				
Kemi Ajos phases 1+2	24	8		<1	2008
Планируемые до 2015 г., всего:	1306,0				
Pori 1	36				2010
Pori 2	30				2011

Окончание табл.

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м.	Расстояние до берега, км.	Дата ввода в работу
Kristina	240				2011
Suurhieka	400				2013
Korsnas	600				2015
Франция					
Планируемые до 2015 г., всего:	1070,0				
Cote d Albatre	105				2009
Deux cotes	705				2012
Le Havvre	260				2012

Источник: EWEA Offshore Statistics January 2009.

Ветроэнергетические ресурсы о. Харлов, Мурманской области

1. Характеристики скорости ветра

О. Харлов, Мурманской обл., расположен в Баренцевом море вблизи северного побережья Кольского полуострова, относится к районам с самым высоким в России уровнем удельной ветровой энергии. На острове имеется метеостанция, регулярные наблюдения проводятся с 60-х годов.

Характерной особенностью ветровой обстановки является сезонная неравномерность скоростей ветра, соответствующая тому, что интенсивность ветра в осенние и зимние месяцы значительно выше, чем в летние. Данные, представленные в табл. 2.1.1., показывают, что среднемесячная скорость ветра зимой более чем в 2 раза превышает среднемесячную скорость ветра летом, причем абсолютная разница скоростей составляет более 6 м/с.

Таблица 2.1.1.

**Значения среднемесячной скорости ветра $\langle v \rangle$, м/с, на о.Харлов
(высота флюгера 10 м) [7]**

Месяц, j	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\langle v \rangle$	12,8	12,2	10,5	9,1	8,0	6,6	6,2	6,8	7,9	9,5	10,2	11,1

Средняя скорость ветра в каждом месяце превышает значение 5 м/с, определяющее границу эффективности ВЭУ, причем совпадение максимума скоростей ветра с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии является весьма важным для практического использования ветровой энергии.

Местность о. Харлов характеризуется высокой степенью открытости, а роза ветров довольно широка с некоторым преимуществом юго-западного направления ветра. Повторяемость направлений ветра τ по восьми направлениям сторон света ($i = 1, 2, \dots, 8$) и соответствующие классы открытости K_{oi} по Милевскому представлены в табл. 2.1.2.

Таблица 2.1.2.

**Повторяемость направлений ветра τ_i [%] и классы открытости по
Милевскому K_{oi} метеостанции на о. Харлов [7]**

Направление	С	С-В	В	Ю-В	Ю	Ю-З	З	С-З
Повторяемость τ_i , %	10	7	8	8	8	30	17	12
Класс открытости K_{oi}	12	12	12	7	7	7	7	12

Фактический класс открытости метеостанции о. Харлов K_ϕ , оказывается равным:

$$K_\phi = \sum_{i=1}^8 K_{oi} \cdot \tau_i = 8,85. \quad (2.1.1.)$$

Значения приведенной среднегодовой скорости ветра в десятилетний период 1966-1975 гг., скорректированные с учетом значения K_ϕ , представлены в табл. 2.1.3.

Таблица 2.1.3.

**Значения среднегодовой скорости ветра, м/с, на о.Харлов
(высота флюгера 10 м) [7]**

Год	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Средне- годовая скорость ветра, м/с	9,5	9,2	10,4	10,4	9,6	8,8	8,3	8,5	8,5	9,3

За данный период времени средняя скорость ветра $\langle v \rangle$ составила 9,2 м/с, ее среднеквадратичное отклонение $S_v = 0,75$ м/с и коэффициент вариации $C_v = S_v / \langle v \rangle = 8,2$ %.

Значения фактической повторяемости скоростей ветра за этот же период t_i %, соответствующие средним значениям скорости v_i , м/с, (и интервалам скорости Δv_i , м/с; $i = 1, 2, \dots, 14$), представлены в табл. 2.1.4.

Таблица 2.1.4.

**Фактическая повторяемость скоростей ветра на о. Харлов
(по данным 1966-1975 гг.; высота флюгера 10 м) [7]**

$v, \text{м/с}$	$\Delta v, \text{м/с}$	$t, \%$
0,75	1,5	4,9
2,5	2	7,5
4,5	2	13,6
6,5	2	15,6
8,5	2	15,4
10,5	2	13,1
12,5	2	9,9
14,5	2	6,6
16,5	2	5,5
19,0	3	5,1
22,5	4	1,6
26,5	4	0,7
29,5	2	0,4
31,0	∞ ($v > 30,5$)	0,1

**2. Расчет основных параметров распределения Вейбулла
для скорости ветра**

Для построения аналитической функции распределения скорости ветра по фактическим данным повторяемости скоростей используется метод моментов, который основан на равенстве математических ожиданий первого и второго начальных моментов скорости, полученных из распределения Вейбулла, экспериментальным оценкам соответственно среднего значения скорости и среднего квадрата скорости. Используя эти равенства, после вычислений по данным табл. 4, получаем следующие уравнения:

$$c_{\phi} \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k_{\phi}}\right) = \sum_{i=1}^n v_i \cdot t_i = 9,30 \text{ м/с}; \quad (2.1.2.)$$

$$c_{\phi}^2 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{2}{k_{\phi}}\right) = \sum_{i=1}^n v_i^2 \cdot t_i = 115,6 \text{ (м/с)}^2. \quad (2.1.3.)$$

Отсюда находим значения параметров распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте флюгера $h_{\phi} = 10 \text{ м}$:

$$c_{\phi} = 10,46 \text{ м/с}; \quad k_{\phi} = 1,8. \quad (2.1.4.)$$

Параметры распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте оголовка ВЭУ $h = 75$ м, включают масштабный параметр по оси скоростей β , т.е. коэффициент возрастания средней скорости с высотой:

$$\beta = \left(\frac{h}{h_\phi} \right)^{\frac{1}{m}} = 7,5^{\frac{1}{0,2}} = 1,50; \quad (2.1.5.)$$

Здесь использовано среднегодовое значение $m = 0,2$ (табл.3.1.), однако, в соответствии с примечанием (*) к табл.3.1, для прибрежных районов, к которым относится весь о. Харлов, следует использовать скорректированное значение коэффициента возрастания скоростей ветра:

$$\beta = 1,33. \quad (2.1.6.)$$

Таким образом, значения параметров c и k распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте $h = 75$ м принимаются равными:

$$c = c_\phi \cdot \beta = 10,46 \cdot 1,33 \text{ м/с} = 13,91 \text{ м/с}; \quad k = k_\phi = 1,8. \quad (2.1.7.)$$

3. Расчет удельной мощности и удельной энергии ветрового потока

При использовании экспериментальных повторяемостей скоростей t_i на высоте 10 м средняя удельная мощность потока ветровой энергии $\langle P \rangle$, Вт/м², на высоте 75 м оказывается равной:

$$\langle P \rangle = \sum_{i=1}^n P(v_i) \cdot t_i = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^n (v_i \cdot \beta)^3 \cdot t_i = 2508,1 \text{ Вт/м}^2. \quad (2.1.8.)$$

Здесь принято значение $\rho = 1,226 \text{ кг/м}^3$ для плотности воздуха в нормальных условиях: давление – 760 мм рт.ст., температура – 15 °С.

При использовании распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте 75 м получается следующее математическое ожидание мощности:

$$M[P] = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int_0^\infty (v \cdot \beta)^3 \cdot f(v) dv = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (c_\phi \cdot \beta)^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right), \quad (2.1.9.)$$

что дает значение $M[P] = 2489,8 \text{ Вт/м}^2$. Отличие от значения (2.1.8.) составляет всего 0,7 %. Это подтверждает высокую адекватность аналитической функции распределения.

Средняя годовая удельная энергия ветра E_v равна:

$$E_v = \langle P \rangle T = 21971 \text{ кВт ч / (м}^2 \cdot \text{год)}, \quad (2.1.10.)$$

где $T = 8760 \text{ ч / год}$.

4. Валовый потенциал ветровой энергии

Валовый потенциал ветровой энергии о. Харлов равен:

$$W_B = E_B (S / 20) = 1,099 S 10^9 \text{ кВт ч / год}, \quad (2.1.11.)$$

где $S, \text{ км}^2$, – площадь территории о. Харлов.

При этом удельный валовый потенциал, представляющий годовой приход ветровой энергии на единицу площади поверхности региона, равен: $W_B / S = E_B / 20 = 1099 \text{ кВт ч / (м}^2 \cdot \text{год)}$ и в действительности оказывается одним из наибольших по территории России.

5. Технический потенциал ветровой энергии

Поскольку роза ветров на о. Харлов довольно широко распределена по румбам, то ВЭУ целесообразно размещать в прямоугольной сетке с расстоянием между ближайшими станциями $10 D$ (D – диаметр ветроколеса). При этом на площади S_T , перспективной для использования ветровой энергии, можно разместить $S_T / (100 D^2)$ установок, так что технический потенциал ветровой энергии, кВт ч / год, можно представить как [19]:

$$W_T = K N_p T S_T / (100 D^2), \quad (2.1.12)$$

где: $N_p, \text{ кВт}$, – расчетная мощность ВЭУ, $T = 8760 \text{ ч / год}$.

При использовании значений параметров ВЭУ с расчетной мощностью $N_p = 1000 \text{ кВт}$ на высоте $h = 75 \text{ м}$ (диаметр ветроколеса $D = 60 \text{ м}$, скорость включения $v_v = 5 \text{ м / с}$, расчетная скорость $v_p = 15 \text{ м / с}$, скорость отключения $v_o = 25 \text{ м / с}$), масштабного фактора скорости $\beta = 1,33$ и повторяемостей скоростей t , соответствующих высоте $h_{\phi} = 10 \text{ м}$, получаются значения (для площади $S_T, \text{ км}^2$, пригодной для использования ВЭУ):

$$K = 0,56; \quad (2.1.13.)$$

$$W_T = 1,35 10^7 S_T \text{ кВт ч / год}. \quad (2.1.14.)$$

При этом удельный технический потенциал, представляющий максимальную энергию, которая может быть получена с единицы площади в регионе от ветровой энергии, равен: $W_T / S_T = 13,5 \text{ кВт ч / (м}^2 \cdot \text{год)}$.

6. Экономический потенциал ветровой энергии.

Экономический потенциал ветровой энергии региона составит, в соответствии с условиями принятыми в разделе 3.3., 0,5% от технического потенциала.

$$W_s = W_T \times 0,005 = 1,35 10^7 \times 0,005 \times S_T \text{ кВт ч / год}. \quad (2.1.15.)$$

Ветроэнергетические ресурсы территории п. Мезень, Архангельской области.

1. Характеристики скорости ветра

П. Мезень, Архангельской обл. расположен на обширной низменной равнине в долине реки Мезень. Метеостанция находится на окраине села Малая Слобода в районе аэропорта с координатами $65^{\circ} 54'$ северной широты и $44^{\circ} 12'$ восточной долготы. Рельеф местности – низменная болотистая равнина, покрытая лесотундровой растительностью. Ближайшие кустарники находятся на расстоянии 1 – 2 км к северу и востоку от станции.

Данные, представленные в табл. 2.2.1., показывают, что по сравнению с ветровой обстановкой о. Харлов, в п. Мезень среднемесячная скорость ветра намного меньше, особенно в зимние месяцы, а сезонная неравномерность скоростей ветра довольно слабая. Среднемесячная скорость ветра зимой превышает среднемесячную скорость ветра летом всего примерно в 1,2 раза, причем абсолютная разница скоростей на высоте 10 м достигает только 1 м/с.

Таблица 2.2.1.

**Значения среднемесячной скорости ветра $\langle v \rangle_j$, м/с, в п. Мезень
(высота флюгера 10 м) [20]**

Месяц, j	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\langle v \rangle_j$	5,6	5,3	5,6	5,0	5,6	5,5	4,9	4,5	4,9	5,3	5,5	5,4

Среднегодовая скорость ветра в районе установки ветроагрегата составляет 5,3 м/с и в большинстве месяцев превышает значение 5 м/с, что по общепринятым нормам достаточно для эффективного использования ветроэлектрических агрегатов.

Местность п. Мезень характеризуется высокой степенью открытости, причем открытость метеостанции практически одинакова по всем направлениям, т.е. фактический класс открытости метеостанции K_{ϕ} совпадает с классом открытости местности K_o . Роза ветров довольно широка с некоторым преимуществом юго-восточного и южного направлений ветра. Повторяемость направлений ветра τ_i по восьми направлениям сторон света ($i = 1, 2, \dots, 8$) представлены в табл. 2.2.2.

Таблица 2.2.2.

Повторяемость направлений ветра τ_i , %, на метеостанции в п. Мезень

Направление	С	С-В	В	Ю-В	Ю	Ю-З	З	С-З
Повторяемость τ_i , %	12	10	8	18	18	12	10	12

При этом в зимнее время года преобладают ветра юго-восточного, южного и юго-западного направлений. В летнее время (май, июнь, июль и август) преобладают ветра северного, северо-восточного, юго-восточного и северо-западного направлений.

Значения фактической повторяемости скоростей ветра за многолетний период t_i , %, соответствующие средним значениям скорости v_i , м/с, (и интервалам скорости Δv_i , м/с; $i = 1, 2, \dots, 11$), представлены в табл. 2.2.3.

Таблица 2.2.3.

**Фактическая повторяемость скоростей ветра в п. Мезень
(высота флюгера 10 м)**

v_i , м/с	Δv_i , м/с	t_i , %
0,75	1,5	7,7
2,5	2	22,1
4,5	2	28,4
6,5	2	20,6
8,5	2	12,3
10,5	2	4,6
12,5	2	2,3
14,5	2	1,1
16,5	2	0,7
19,0	3	0,2
22,5	∞ ($v > 20,5$)	0,02

2. Расчет основных параметров распределения Вейбулла для скорости ветра

После вычислений по данным табл. 2.2.3. получаем следующие уравнения:

$$c_\phi \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{k_\phi} \right) = \sum_{i=1}^n v_i \cdot t_i = 5,36 \text{ м/с}; \quad (2.2.1.)$$

$$c_\phi^2 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{2}{k_\phi} \right) = \sum_{i=1}^n v_i^2 \cdot t_i = 38,47 \text{ (м/с)}^2. \quad (2.2.2.)$$

Отсюда находим значения параметров распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте флюгера $h_\phi = 10$ м:

$$c_\phi = 6,02 \text{ м/с}; \quad k_\phi = 1,77. \quad (2.2.3.)$$

Параметры распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте оголовка ВЭУ $h = 75$ м, включают масштабный параметр по оси скоростей β , т.е. коэффициент возрастания средней скорости с высотой:

$$\beta = \left(\frac{h}{h_{\phi}} \right)^m = 7,5 = 1,50; \quad (2.2.4.)$$

где использовано среднегодовое значение $m = 0,2$ (табл.3.1).

Таким образом, значения параметров c и k распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте $h = 75$ м принимаются равными:

$$c = c_{\phi} \beta = 6,02 \cdot 1,50 \text{ м/с} = 9,03 \text{ м/с}; \quad k = k_{\phi} = 1,77. \quad (2.2.5.)$$

2.3. Расчет удельной мощности и удельной энергии ветрового потока.

При использовании экспериментальных повторяемостей скоростей t_i на высоте 10 м средняя удельная мощность потока ветровой энергии $\langle P \rangle$, Вт/м², на высоте 75 м оказывается равной:

$$\langle P \rangle = \sum_{i=1}^n P(v_i) \cdot t_i = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^n (v_i \cdot \beta)^3 \cdot t_i = 704,0 \text{ Вт/м}^2. \quad (2.2.6.)$$

Здесь принято значение $\rho = 1,226 \text{ кг/м}^3$ для плотности воздуха в нормальных условиях: давление – 760 мм рт.ст., температура – 15 °С.

При использовании распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте 75 м получается следующее математическое ожидание мощности:

$$M[P] = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int_0^{\infty} (v \cdot \beta)^3 \cdot f(v) dv = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (c_{\phi} \cdot \beta)^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right), \quad (2.2.7.)$$

что дает значение $M[P] = 694,9 \text{ Вт/м}^2$. Отличие от значения (2.6.) составляет 1,4 %. Это подтверждает достаточно высокую адекватность аналитической функции распределения.

Средняя годовая удельная энергия ветра E_B равна:

$$E_B = \langle P \rangle T = 6173 \text{ кВт ч / (м}^2 \cdot \text{год)}, \quad (2.2.8.)$$

где положено: $T = 8760 \text{ ч / год}$.

2.4. Валовый потенциал ветровой энергии

В соответствии с формулой (3.24) валовый потенциал ветровой энергии равен:

$$W_B = E_B (S / 20) = 3,09 S 10^8 \text{ кВт ч / год}, \quad (2.2.9.)$$

где S , км², – площадь территории п. Мезень.

Сравнение с результатом (1.11.) показывает, что удельный валовый потенциал ветра на территории п. Мезень равен: $W_B / S = E_B / 20 = 309 \text{ кВт ч / (м}^2 \cdot \text{год)}$, т.е. примерно в три раза меньше удельного валового потенциала ветра на о. Харлов.

2.5. Технический потенциал ветровой энергии

Поскольку роза ветров в п. Мезень довольно равномерно распределена по румбам, то ВЭУ целесообразно размещать в прямоугольной сетке с расстоянием между ближайшими станциями $10 D$, как и при рассмотрении потенциалов ветровой энергии о. Харлов. При этом на площади S_T , перспективной для использования ветровой энергии, можно разместить $S_T / (100 D^2)$ установок, так что технический потенциал ветровой энергии, кВт ч/год, по-прежнему дается выражением (2.1.12.).

При использовании параметров ВЭУ с расчетной мощностью $N_p = 1000 \text{ кВт}$ на высоте $h = 75 \text{ м}$, соответствующих предыдущему разделу, масштабного фактора скорости $\beta = 1,50$, повторяемостей скоростей t_1 , соответствующих высоте $h_\phi = 10 \text{ м}$ (табл. 2.2.3.), и выражения (3.33) получаются значения [19]:

$$K = 0,33; \quad (2.2.10.)$$

$$W_T = 8,03 \cdot 10^6 S_T \text{ кВт ч / год.} \quad (2.2.11.)$$

где S_T , км², – площадь, пригодная для использования ВЭУ.

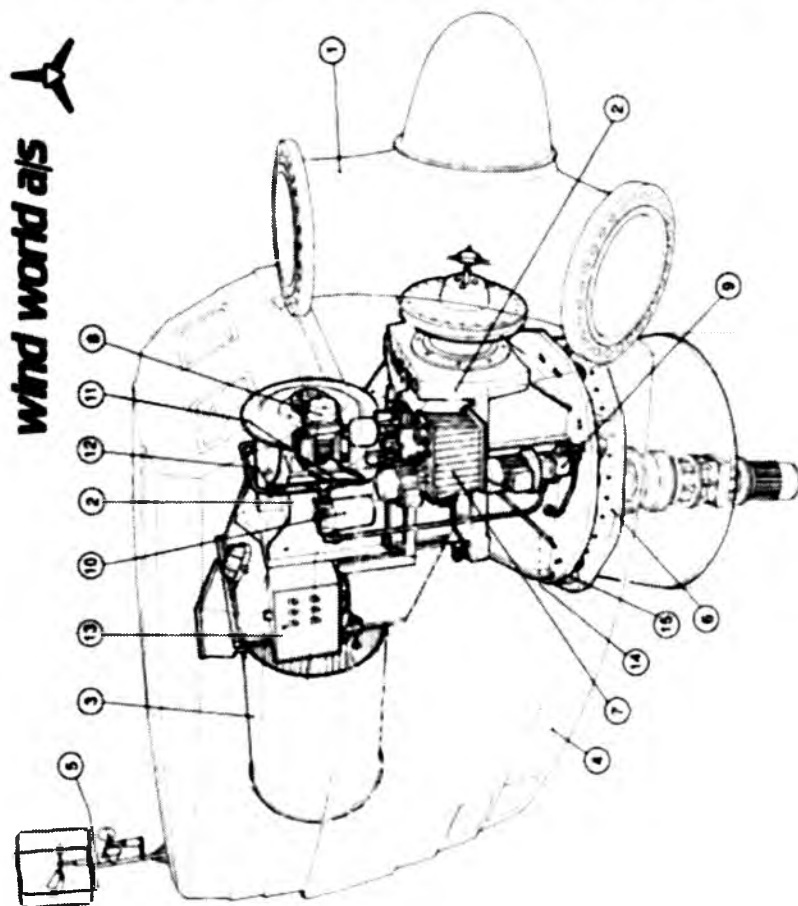
Сравнение с результатами (2.1.13.), (2.1.14.) показывает, что на территории п. Мезень удельный технический потенциал ветра, $W_T / S_T = 8,03 \text{ кВт ч / (м}^2 \cdot \text{год)}$, и коэффициент использования установленной мощности $K = 0,33$, примерно в 1,7 раза меньше соответствующих величин для ветра на о. Харлов.

2.6. Экономический потенциал ветровой энергии

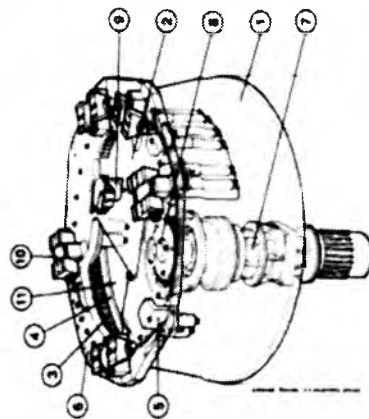
Экономический потенциал ветровой энергии $W_э$ равен:

$$W_э = W_T \times 0,005 \text{ кВт ч / год.} \quad (2.2.12.)$$

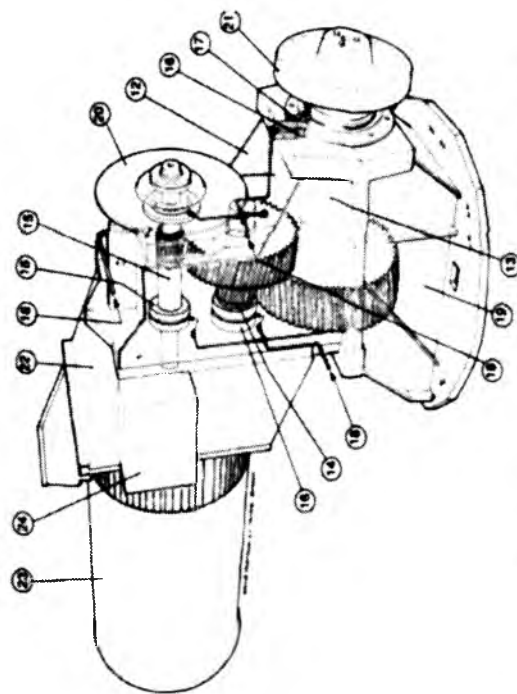
Компоновка оборудования ветроустановки фирмы Wind World A/S



1. Оголовок / Nabe / Hub
2. Редуктор / Getriebekasten / Gearbox
3. Генератор / Generator / Generator
4. Корпус кабины / Maschinenhaus / Nacelle Cover
5. Измеритель скорости и направления ветра / Windfahne / -geschwindigkeitssmesser / Wind Vane / Gauge
6. Система поворота гондолы / Windrichtungsschiffbrungssystem / Yaw System
7. Силовая гидравлическая установка / Hydraulik-Station / Hydraulic Power Station
8. Стояночный тормоз / Haltebremse / Parking Brake
9. Масляный насос / Шдdruck-Pumpe / Oil Pressure Pump
10. Масляный фильтр / Шдfilter / Oil Filter
11. Измеритель давления масла / Шдdruckmesser / Oil Pressure Gauge
12. Термометр / Temperaturmesser / Temperature Gauge
13. Шкаф дистанционного управления / Fernbedienung / Remote Control
14. Люк (люк) / Mannloch / Manhole
15. Демпфер (сайлент блок) / Dampfer / Silent Block



1. Башня / Turm / Tower
2. Система поворота / Windrichtungsnachführungssystem / Yaw System
3. Зубчатое колесо редуктора / Verzahnung / Drehkranz / Gearing / Ball Bearing
4. Тормозной диск поворота / Nachführungsbremsscheibe / Yaw Disc Brake
5. Тормоз поворотного механизма / Friktionsbremse / Yaw Brake
6. Поворотная плита / Drehkonsole / Yaw Plate
7. Привод поворота / Windrichtungsnachführungsgetriebe / Yaw Drive
8. Роликовый подшипник / Stützlager / Roller Bearing
9. Счетчик закрутки кабеля / Kabelwickelfühler / Cable Twist Counter
10. Демпфер (сайлент блок) / Dampfer / Silent Block
11. Люк (лаз) / Mannloch / Manhole
12. Редуктор / Getriebekasten / Gearbox



13. Низкоскоростной вал / Rotorwelle / Low Speed Shaft
14. Среднескоростной вал / Zwischenwelle / Medium Speed Shaft
15. Высокоскоростной вал / Ausgangswelle / High Speed Shaft
16. Роликовый подшипник / Rollenlager / Roller Bearing
17. Лабиринтное уплотнение / Labyrinthdichtung / Labyrinth Seal
18. Смазка под давлением / Druckschmierung / Pressure Lubrication
19. Маслосборник / Ölsumpf / Oil Sump
20. Тормозной диск / Bremsscheibe / Disc Brake
21. Фланец оголовка / Nabenlansch / Hub Flange
22. Консоль генератора / Generator-Konsole / Generator Bracket
23. Генератор / Generator / Generator
24. Шкаф дистанционного управления / Fernbedienung / Remote Control

**Технические характеристики ВЭУ
мощностью свыше 100 кВт**

Таблица 1

	Фирма	Fuhrlander Aktiengesell- schaft	Bonus Energy A/S	Wind World A/S	Wind World A/S
1	Тип ВЭУ	Fuhrlander FL 100	Bonus 150 kW MkIII	W2700/150	W2500/220
	Страна	Германия	Дания	Дания	Дания
2	Номинальная мощность, кВт	20/100	150/30	150	220
3	Номинальная скорость ветра, м/с	13	4,0	3,0	4,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	15,0	12,0	
5	Скорость отключения, м/с	25	25	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	67			
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	21	23,8	27	25
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м / кВт	346 3,46	445 2,97	573 3,82	491 2,23
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	31/47	40,4	35,5	41,5
7.5	Вес, включая оголовок, т	2,8	2,5	5,7	4,4
7.6	Материал лопасти	эпоксидная смола, GFK	фиберглас	фиберглас	фиберглас
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	6,2	6,0	6,8	6,7
8.2	Тип редуктора	планетарный	геликоид- ный	с двумя па- раллельны- ми валами	с двумя па- раллельны- ми валами
8.3	Число ступеней	2	2	1	1
8.4	Передаточное число	1:32,32	1:24,8	1:21,1	1:24,1
8.5	Генератор				

Окончание табл. 1

8.5.1	Тип	асинхронный, с переключе- нием полюсов	асинхрон- ный	асинхрон- ный	асинхрон- ный
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000/1500	750/1000	750	1000
8.5.3	Напряжение, В	400	400	400	400
8.5.4	Способ включения в сеть	тиристорный, с ограничением по мощности	прямой	прямой	прямой
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	stall	stall	stall	stall
9.2	Регулирование числа оборотов	две ступени	две скоро- сти		
9.3	Главный тормоз	механический, дисковый	поворот лопастей	поворот лопастей	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	поворот лопас- тей	дисковый	дисковый	дисковый
9.5	Ориентация на ветер	электродвига- тель	электро- двигатель	электро- двигатель	электродви- гатель
10	Башня				
10.1	Высота, м	35	30	30-40	30-40
10.2	Конструкция	коническая стальная труба	стальная коничес- кая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	18	15	13,5	13,5
11	Расчетная годовая выра- ботка электроэнергии, тыс. кВт.ч	216,035	236 (5 м/ с); 461 (7 м/с); 693 (10 м/с)		
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	35	более 1000		
13	Общий вес, т	27	23,5		
14	Материалоемкость, кг/кВт	270	156,7		
	кг/м ³	78,03	52,8	более 500	более 200
15	ччиум, ч	2160		26	24,6
	K _{н.м.} , %	24,66			

Таблица 2

	Фирма	Micon A/S	Fuhrlander Aktiengesell- schaft	Vergnet SA- Department Eolien	Enercon GmbH
1	Тип ВЭУ	M700- 225/40 kW	Fuhrlander FL250	Vergnet GEV MP	ENERCON- E-30/3.30
	Страна	Дания	Германия	Франция	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	225/40	50/250	250-275	300
3	Номинальная скорость ветра, м/с	4,0	15	14	12,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	15,0	2,5	4,5	2,5
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25	25	28-34
6	Буревая скорость ветра, м/с	70	67	85	—
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	29,8	29	32	30
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м / кВт	697 3,1	661 2,64	804 2,92	707 3,36
7.3	Число лопастей	3	3	2	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	25/37,5	29/38	31/46	18-46
7.5	Вес, включая оголовок, т	5	4,9	7,8	5
7.6	Материал лопасти		эпоксидная смола, GFK	GFK	эпоксидная смола, GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	8,5	9,8	—	12
8.2	Тип редуктора	планетарный с параллельными осями	планетарный	планетарный	без редуктора
8.3	Число ступеней		2	2	—
8.4	Передаточное число		1:26,02	1:32,5	—
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный	асинхронный, с переключением полюсов	асинхронный, с переключением полюсов	синхронный, кольцевой
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000/1500	750/1000	1000/1500	18-46

8.5.3	Напряжение, В	690 или 400	400	400	400
8.5.4	Способ включения в сеть	прямое включение	тиристорный, с ограничением по мощности	тиристорный	через выпрямитель
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	stall	stall	pitch	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	две ступени	две ступени	две ступени	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	механический, дисковый	поворот лопастей	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	дисковый	аэродинамический (поворот лопастей)	механический дисковый	механический дисковый
9.5	Ориентация на ветер	электродвигатель	2 электродвигателя	гидравлический сервомотор	2 электродвигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	30-36	42-50	50-55-60	44-50
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	коническая стальная труба	решетка – стальная труба	коническая стальная труба
10.3	Вес, т	12-21	27-32	10-9-12	37,5-36,8
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч		479,332 510,751	—	542,277 569,34
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт		69	62	25
13	Общий вес, т		41,7 / 46,7		54,5 / 53,8
14	Материалоемкость, кг / кВт		166,8 / 186,8		181,7 / 179,3
	кг / м ²		63,09 / 70,85		77,09 / 76,1
15	ччиум, ч		1917 / 2043	—	1807 / 1898
	K _{иум} , %		21,88 / 23,32	—	20,67 / 21,66
				—	
				—	

Таблица 3

	Фирма	Bonus Energy A/S	Enercon GmbH	Suzlon Energy GmbH	Micon A/S
1	Тип ВЭУ	Bonus Combi 300 kW	Enercon E33	S.33	M750-400/100 kW
	Страна	Дания	Германия	Германия	Дания
2	Номинальная мощность, кВт	300	330	100/350	400/100
3	Номинальная скорость ветра, м/с	5,0	2,5	14	4,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	15,0	12,0	3,5	15,0
5	Скорость отключения, м/с	25	28-34	25	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с			67	69
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	31	33,4	33,4	31
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м	775/	876/	87,6: 2,5	755/
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	31	18-45	24/32	23,8/35,7
7.5	Вес, включая оголовок, т	4,5		5,8	6
7.6	Материал лопасти	фиберглас	фиберглас	GFK	
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	10		14,0	12
8.2	Тип редуктора	геликоидный	без редуктора	круговой	планетарный с параллельными осями
8.3	Число ступеней	3		3	
8.4	Передаточное число	1:48,4		1:31,5	
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный	синхронный, кольцевой	асинхронный	асинхронный
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1500	18-45	756/1006	1000/1500
8.5.3	Напряжение, В	400		415	690

Окончание табл. 3

8.5.4	Способ включения в сеть	прямой	через инвертор	тиристорный	прямое включение
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	stall	pitch	stall	stall
9.2	Регулирование числа оборотов		переменная скорость	две ступени	две ступени
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	три независимых системы поворота лопастей	поворот лопастей	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	дисковый	механический тормоз и замок	механический дисковый	дисковый
9.5	Ориентация на ветер	электродвигатель	2 электродвигателя	2 электродвигателя	2 электродвигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	30	50	50-60-70	36
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	решетчатая	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	15		58-63-65	21
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	406 (5м/с)			
		820 (7м/с)			
		1295 (10м/с)			
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	более 100		699	
13	Общий вес, т	29,5		77,8-82,8-84,8	
14	Материалоемкость, кг/кВт	98,3		222,3-236,6-242,3	
	кг/м ³	38,1		88,8-94,5-96,8	
15	ччиум, ч				
	K _{иум} , %				

Таблица 4

	Фирма	Bonus Energy A/S	Wind World A/S	Micon A/S
1	Тип ВЭУ	Bonus 450 kW	W3700/500	M1500-600/150 kW
	Страна	Дания	Дания	Дания
2	Номинальная мощность, кВт	450	500	600/150
3	Номинальная скорость ветра, м/с	5,0	4,0	3,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	14,0	14,5	15,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с			69
7	Ротор			
7.1	Диаметр, м	37	37	43
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м / кВт	1075 2,39	1075 2,15	1452 2,42
7.3	Число лопастей	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	30	30	18/27
7.5	Вес, включая оголовок, т	6,5	9,8	13
7.6	Материал лопасти	фиберглас	фиберглас	
8	Гондола (кабина)			
8.1	Масса без ротора, т	24	21,5	19
8.2	Тип редуктора	с двумя парал- лельными валами	с двумя парал- лельными валами	планетарный с параллельными осями
8.3	Число ступеней	3	2	
8.4	Передаточное число	1:50	1:50,34	
8.5	Генератор			
8.5.1	Тип	асинхронный	асинхронный	асинхронный
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1500	1500	1000/1500
8.5.3	Напряжение, В	400/690	690	690

Окончание табл. 4

8.5.4	Способ включения в сеть	прямой	прямой	прямое включение
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование мощности	stall	stall	stall
9.2	Регулирование числа оборотов			две ступени
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	поворот лопастей	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	дисковый	дисковый	дисковый
9.5	Ориентация на ветер	электродвигатель	электродвигатель	3 электродвигателя
10	Башня			
10.1	Высота, м	32.7	41.5	40-46
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	20	27	40
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч			
		588 (5 м/с)	545 (ср.ск.. 5м/с)	
		1218 (7 м/с)	1521 (ср.ск.. 8м/с)	
		1948 (10 м/с)	2048 (ср.ск.. 10м/с)	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	более 200		
13	Общий вес, т	50.5	58.3	
14	Материалоемкость, кг/кВт	112.2	116.6	
	кг/м ²	47	54.2	
15	ччиум, ч	1306; 2707; 4329	1090; 3042; 4096	
	К _{иум} , %	14.9; 30.9; 49.4	12.4; 34.7; 46.8	

Таблица 5

	Фирма	NEG Micon A/S	AN Wind energie GmbH	De Wind GmbH	Enercon GmbH
1	Тип ВЭУ	NM 600/48	AN BONUS 600 kW / 44-3	De Wind D4/600 kW	ENERCON E-40/6.44
	Страна	Дания	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	600/150	120/600	600	600
3	Номинальная скорость ветра, м/с	3,0	15	11,5	12,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	15,0	3,0	2,5	2,5
5	Скорость отключения, м/с	20,0	25	19,0	28-34
6	Буревая скорость ветра, м/с		55	49,1	—
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	48	44	48	44
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м / кВт	1810 3,02	1520 2,53	1808 3,01	1521 2,54
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	14/21	18/27	15,0-29,2	18-34
7.5	Вес, включая оголовок, т		14,0	12,1	8,7
7.6	Материал лопасти		GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т		22,5	23,7	20,5
8.2	Тип редуктора	планетарный с параллельными осями	комбинированный S/планетарный	круговой	безредукторный
8.3	Число ступеней		3	3	—
8.4	Передаточное число		1:56,6	1:45,45	—
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный, 4/6 полюсов	асинхронный переключение полюсов	асинхронный с двоичным питанием	синхронный кольцевой

Окончание табл. 5

8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000/1500	1000/1500	670-1330	18-34
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	400
8.5.4	Способ включения в сеть	Прямое включение	тиристорный	IGBT-И-преобразователь напряжения	через преобразователь (инвертор)
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	stall	stall	pitch	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов		две ступени	поворот лопастей	поворот лопастей
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	поворот лопастей	поворот лопастей	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	дисковый	механический дисковый	механический дисковый	поворот лопастей
9.5	Ориентация на ветер	3 электродвигателя	2 электродвигателя	2 электродвигателя	4 электродвигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	46-60-70	42.3-50-55-58	60-70	50-58-65-78
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т		36-41-47-57	55-67	48-67-76-110
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч				1205,131
			—	1487	1267,823
				1563	1329,514
					1410,957
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт		314	487	2240
13	Общий вес, т		72,5/77,5/83,5/93,5	90,8/102,8	77,2/96,2/105,2/139,2
14	Материалоемкость, кг/кВт		120,8/129,2/139,2/155,8	151,3/171,3	128,7/160,3/175,3/232
	кг/м ²		47,7/51/54,9/61,5	50,2/56,9	50,7/63,2/69,1/91,5
15	ччиум, ч		—	2478/2605	2008/2113/2216/2352
	K _{нум} , %			28,3/29,7	22,9/24,1/25,3/26,8

Таблица 6

	Фирма	PFLEIDERER Wind Energy GmbH	RE power Systems AC	ECOTECNIA s.coop.c.I	ECOTECNIA s.coop.c.I
1	Тип ВЭУ	PWE650	RE power 48/60	ECONECNIA44	ECOTECNIA48
	Страна	Германия	Германия	Испания	Испания
2	Номинальная мощность, кВт	600	120/600	640	750
3	Номинальная скорость ветра, м/с	10,8	13,5	14,5	14,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,0	4,0	4,0
5	Скорость отключения, м/с	20,0	20/25	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	48,8:49,1	65,1	70	59,5
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	50	48,4	44	48
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м/кВт	1963 3,27	1840 30,7	1521 2,38	1838 2,45
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	13-26	14-21	27	24
7.5	Вес, включая оголовок, т	11,6	13,8	9,6	6,5
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	23,0	23,0	22,1	27,6
8.2	Тип редуктора	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:75	1:72	1:55,7	1:63,3
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный	асинхронный с переключением полюсов	асинхронный 2 генератора	асинхронный 2 генератора

Окончание табл. 6

8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000-2000	1000/1500	1500	1518
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	через преобразователь	тиристорный	тиристорный	тиристорный
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	stall	stall	stall
9.2	Регулирование числа оборотов	переменная скорость	две ступени		
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	поворот лопастей	механический дисковый	механический дисковый
9.4	Второй тормоз	поворот лопастей механический тормоз	дисковый тормоз	шкивовый тормоз	шкивовый тормоз
9.5	Ориентация на ветер	3 электродвигателя	2 электродвигателя	2 гидравлических двигателя	2 гидравлических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	50-75	50-65-75	35-45-55	45
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая (двойной конус) труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	37-103		23-31-45	31
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч				
		1407,8	1.322.0	—	—
		1638,3	1469.0	—	—
			1555,0		
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	2	190	182	397
13	Общий вес, т	71.6/137,6	—	54,7/62,7/76,7	65,1
14	Материалоемкость, кг/кВт	119,3/229,3	—	85,5/98/119,8	86,8
	кг/м ²	36,5/70,1	—	36/41,2/50,4	35,4
15	ччиум, ч	2346/2730	2203/2448/2592		
	K _{изм} , %	26,8/31,2	25,2/27,9/29,6		

Таблица 7

	Фирма	NEG Micon A/S	NEG Micon A/S	RE power Systems AG	Fuhrlander Aktiengesell- schaft
1	Тип ВЭУ	NM 750/44	NM 750/48	RE power 48/750	Fuhrlander FL 800
	Страна	Дания	Дания	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	750/200	750/200	150/750	200/800
3	Номинальная скорость ветра, м/с	4,0	4,0	14,5	14,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	16,0	14,0	4,0	2,5
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	20/25	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с			65,1	55,0
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	44	48,2	48,4	48,4
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м/кВт	1520 2,03	1824 2,43	1840 2,45	1839 2,3
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	18-27	15-22	15,0/22,5	15/22,5
7.5	Вес, включая оголовок, т			—	16,0
7.6	Материал лопасти			GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т			23,0	40,5
8.2	Тип редуктора	планетарный с параллель- ными осями	планетарный с параллель- ными осями	круговой планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней			3	3
8.4	Передаточное число	1:55,6	1:68,2	1:68	1:66,61
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхрон- ный	асинхронный	асинхрон- ный, с переключе- нием полюсов	асинхронный, с переключе- нием полюсов, с жидкостным охлаждением
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000/1500	1000/1500	1000/1500	1004/1506

Окончание табл. 7

8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	тиристорный	тиристорный	тиристорный	тиристорный, с ограничением мощности
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	stall	stall	stall	stall
9.2	Регулирование числа оборотов	две ступени	две ступени	две ступени	две ступени
9.3	Главный тормоз	поворот лопасти	поворот лопасти	дисковый механический	гидравлический привод, дисковый механический
9.4	Второй тормоз	дисковый	дисковый	шкивовый механический	шкивовый механический
9.5	Ориентация на ветер	3 электрических двигателя	3 электрических двигателя	2 электродвигателя	2 электродвигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	40-46-50-55	45-50-55-60-70	50-65-75	60
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	стальная коническая (двойной конус) труба	коническая стальная труба
10.3	Вес, т				82
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч			1412,0	
				1574,0	1526,751
				167,0	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт			290	16
13	Общий вес, т			—	138,5
14	Материалоемкость, кг/кВт			—	173
	кг/м ²			—	75,3
15	ччнум, ч			1883/2099/2227	1908
	K _{нум} , %			21,5/24/25,4	21,8

Таблица 8

	Фирма	Nordex AG	Vestas Deutschland GmbH	Gamesa Eolica
1	Тип ВЭУ	NORDEX N50	Vestas V52 / 850 кВт	Gamesa G52-850 кВт
	Страна		Германия	Испания
2	Номинальная мощность, кВт	200 / 800	850	850
3	Номинальная скорость ветра, м/с	14,0	15,0	14,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	4,0	15,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25
6	Буревая скорость ветра, м/с	65,1-55,3	56,3-49,4-50,2	
7	Ротор			
7.1	Диаметр, м	50	52	52
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м / кВт	1964 2,46	2124 2,5	2124 2,5
7.3	Число лопастей	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	15,3 / 23,8	14,0-31,4	14,6-30,8
7.5	Вес, включая оголовок, т	16,0	10,0	
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	фиберглас
8	Гондола (кабина)			
8.1	Масса без ротора, т	23,6	22,0	23
8.2	Тип редуктора	круговой планетарный	круговой планетарный	планетарный, геликосидальный
8.3	Число ступеней	3	3	2
8.4	Передаточное число	1:63,6	1:62	1:61,74
8.5	Генератор			
8.5.1	Тип	асинхронный, с переключением полюсов	асинхронный с двойным питанием	асинхронный, с переключением полюсов
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1007 / 1500	868-1948,8	900-1900
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690

8.5.4	Способ включения в сеть	тиристорный	тиристорный	через преобразователь
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование мощности	stall	pitch	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	две ступени	переменная скорость	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	дисковый механический	поворот лопастей	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	шкивовый механический	дисковый механический	дисковый с гидравлическим приводом
9.5	Ориентация на ветер	2 электродвигателя	2 электродвигателя	2 электродвигателя
10	Башня			
10.1	Высота, м	46-50-55-70	65-74-86	44-55-65-74
10.2	Конструкция	коническая стальная труба	коническая стальная труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	51-65-52-96	71-77-100	40-57-73-90
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	1436,8		
		1484,0	1925,36	
		1538,0	2008,09	
		1676	2103,78	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	143	407	
13	Общий вес, т	90,6/104,6/ 91,6/135,6	103/109/132	73/90/106/123
14	Материалоемкость, кг/кВт	113,2/130,7/ 114,5/169,5	121,2/128,2/ 155,3	85,9/105,9/ 124,7/144,7
	кг/м ²	46,1/53,2/ 46,6/69	48,5/51,3/62,1	34,4/42,4/ 49,9/57,9
15	ччиум, ч	1796/1855/ 1922/2095	2265/2362/2475	
	K _{нум} , %	20,5/21,2/ 21,9/23,9	25,9/27/28,3	

Таблица 9

	Фирма	GE Wind Energy GmbH	NEG Micon Deutschland GmbH	AN Windenergie GmbH	De Wind GmbH
1	Тип ВЭУ	GE Wind Energy 900S	NM 52/900	AN BONUS 1MW/54	De Wind D6/1000 kw
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	900	200/900	200/1000	1000
3	Номинальная скорость ветра, м/с	13,0	16,0	15,0	11,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,5	3,0	2,5
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25,0	23,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	59,5	59,5	55	50,5
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	55	52,2	54,2	62,0
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м	2376	2140	2300	3019
	кв.м/кВт	2,64	2,38	2,3	3,02
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	15-28	15/22	15/22	12,1-25,2
7.5	Вес, включая оголовок, т	18	16,5	25	24,4
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	28	26,5	40	44
8.2	Тип редуктора	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	2	3	3
8.4	Передаточное число	1:65	1:67	1:69	1:53,5
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный с двойным питанием	асинхронный с переключением полюсов, жидкостным охлаждением	асинхронный с переключением полюсов	асинхронный с двойным питанием

8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000/2000	1007/1511	1000/1500	max1000
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	тиристорный	тиристорный	тиристорный	IQ BT- U – Umrichter
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	stall	aktiv-stall	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	переменная скорость	две ступени	две ступени	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	дисковый	поворот лопастей	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	ленточный	поворот лопастей	дисковый тормоз	ленточный
9.5	Ориентация на ветер	электродвигатель	3 электродвигателя	4 электродвигателя	2 гидравлических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	46,4-58,9	61,5-73,8	50-60-70	68,5
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	41-62	72-97	54-60-90	77
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	1860,3	1808,367	—	2568,5
		2039,9	1923,912	—	
				—	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	4	498	150	230
13	Общий вес, т	87/108	115/140	119/125/155	145,4
14	Материалоемкость, кг/кВт	96,7/120	127,8/155,6	119/125/155	145,4
	кг/м ³	36,6/45,4	53,7/165,4	51,7/54,3/67,4	48,2
15	ччиум, ч	2067/2266	2009/2138	—	2568
	K _{max} , %	23,6/25,9	22,9/24,4	—	29,3

Таблица 10

	Фирма	Enercon GmbH	Fuhrlander Aktiengesellschaft	NEG Micon Deutschland GmbH	Suzlon Energy GmbH
1	Тип ВЭУ	ENERCON E-58/10,58	Fuhrlander FL 1000	NM60/1000	S60
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	1000	250/1000	250/1000	250/1000
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,0	14,5	13,0	13,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	3,0	3,0	3,0
5	Скорость отключения, м/с	28-34	20	20	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	—	50	54,4	67
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	58,6	54	60	60
7.2	Ометаемая поверхность, кв. м кв. м/кВт	2697 2,7	2289 2,29	2827 2,83	2827 2,87
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	10-24	15/22	12/18	15,3/22,9
7.5	Вес, включая оголовок, т	22,1	18,5	23,9	21,5
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	61,0	40,5	33,5	47
8.2	Тип редуктора	безредукторный	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней	—	3	3	3
8.4	Передаточное число	—	1:69,155	1:83,26	1:67,31
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	синхронный кольцевой	асинхронный с переключением полюсов, с жидкостным охлаждением	асинхронный с переключением полюсов, с полужидкостным охлаждением	асинхронный

8.5.2	Скорость вращения, об/мин	10-24	1000/1500	1000/1500	1007/1507
8.5.3	Напряжение, В	400	690	690	600
8.5.4	Способ включения в сеть	через инвертор	тиристорный с ограничением мощности	тиристорный	тиристорный
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	stall	stall	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	переменная скорость	две ступени	две ступени	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	гидравлический дисковый	дисковый	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	поворот лопастей	ленточный	ленточный	поворот лопастей
9.5	Ориентация на ветер	4 электродвигателя	2 электродвигателя	4 электродвигателя	4 электродвигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	70-89	70-82	70-80	60-65
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная труба с двойным конусом
10.3	Вес, т	127-214	95-120	86-114	93-94
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	2504,755	1992,094	2359,043	—
		2695,182	2086,786	2458,48	—
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	206	192	481	68
13	Общий вес, т	210,1/297,1	154/179	143,4/171,4	161,5/162,5
14	Материалоемкость, кг/кВт	210,1	154	143,4	161,5
	кг/м ²	297,1	179	171,4	162,5
15	ччиум, ч	2505/2695	1992/2087	2359/2458	—
	K _{изм} , %	28,6/30,8	22,7/23,8	26,9/28,1	

Таблица 11

	Фирма	Winwind Oy	De Wind GmbH	De Wind GmbH	Ecotecnic S.Coop.e.l.
1	Тип ВЭУ	Win Wind WWD-1	De Wind D6/62-1,25 MW	De Wind D6/64-1,25 MW	Ecotecnia62
	Страна	Финляндия	Германия	Германия	Испания
2	Номинальная мощность, кВт	1000	1250	1250	1250
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,5	12,5	12,3	13,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	2,8	2,8	3-4
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	23	25
6	Буревая скорость ветра, м/с	59,0	61,9	53,8	70
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	56	62	64	62
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м / кВт	2463 2,46	3019 2,42	3217 2,57	3019 2,42
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	7,7-25,6	13,9-25,9	13,2-24,5	19
7.5	Вес, включая оголовок, т	52	24,7	25	—
7.6	Материал лопасти	эпоксидная смола	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	12	50	50	—
8.2	Тип редуктора	планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней	1	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:5,71	1:50,2	1:53,1	1:82,1
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	синхронный	асинхронный	асинхронный	асинхронный

8.5.2	Скорость вращения, об/мин	44-146	700-1250	70-1250	1012/1518
8.5.3	Напряжение, В	660	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	через инвертор	IGB-U-	IGB-U-	тиристорный
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	pitch	pitch	stall
9.2	Регулирование числа оборотов	поворот лопасти	поворот лопасти	поворот лопасти	две ступени
9.3	Главный тормоз	изменение угла атаки	изменение угла атаки	изменение угла атаки	поворот лопасти
9.4	Второй тормоз	ленточный	поворот конца лопасти, плюс ленточный тормоз	поворот конца лопасти	дисковый
9.5	Ориентация на ветер	2 электродвигателя	3 гидравлических двигателя	3 гидравлических двигателя	4 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	56-60-66-70	65	68,0-91,5	60-80
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба	
10.3	Вес, т	68	84	90-131	—
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч				
		—	2704,5	2847,0	
				3161,0	—
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	1	10	80	1
13	Общий вес, т	138	158,7	165/206	—
14	Материалоемкость, кг/кВт	138	127	132/164,8	—
	кг/м ²	56,03	52,57	51,3/64,03	—
15	ччиум, ч	—	2164	2278/2529	—
	K _{полн} , %		24,7	26/28,9	

Таблица 12

	Фирма	Suzlon Energy GmbH	AN Windenergie GmbH	Nordex AG	Nordex AG
1	Тип ВЭУ	S64	AN BONUS 1,3 MW / 62	NORDEX N60	NORDEX N62
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	250 / 1250	250 / 1300	250 / 1300	250 / 1300
3	Номинальная скорость ветра, м / с	12,0	15,0	15,0	15,0
4	Стартовая скорость ветра, м / с	3,0	3,0	2,5	2,5
5	Скорость отключения, м / с	25,0	25,0	25	25
6	Буревая скорость ветра, м / с	67	55	65,1-56,6-50,1	55,3-49
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м				
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м	3217	3019	2828	3020
	кв.м / кВт	2,57	2,32	2,17	2,32
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об / мин	13,9 / 20,8	13 / 19	12,8 / 19,2	12,8 / 19,2
7.5	Вес, включая оголовок, т	8,8	30	21,5	28,4
7.6	Материал лопасти	GFK RIM	GFK, эпоксидная смола	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	44	50	51,4	51,4
8.2	Тип редуктора	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:74,92	1:78	1:78,62	1:78,62
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный	асинхронный с переключением полюсов	асинхронный	асинхронный

8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1007/1507	1000/1500	1010/1515	1010/1515
8.5.3	Напряжение, В	600/690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	тиристорный	тиристорный	тиристорный	тиристорный
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	актив-stall	stall	stall
9.2	Регулирование числа оборотов	поворот лопасти	две ступени	две ступени	две ступени
9.3	Главный тормоз	поворот лопасти	поворот лопасти	поворот лопасти	поворот лопасти
9.4	Второй тормоз	дисковый	дисковый	дисковый	дисковый
9.5	Ориентация на ветер	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	3 электрических двигателя	3 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	60.0-65	60-68-80-90	46-60-69-85	60-69
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	94-95	80-133-188	73-98-106-163	87-106
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч			2130	
		—	—	2341,289	
				2465,7	
				2652,9	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	6	319	873	873
13	Общий вес, т	146,8/147,8	-/160/213/268	145,9/170,9/178,9/235,9	166,8/185,8
14	Материалоемкость, кг/кВт	117,4/118,2	-123,1/163,8/206,1	112,2/131,5/137,6/181,5	128,3/142,9
	кг/м ²	45,6	-53/70,5/88,7	51,6/60,4/63,3/83,4	55,2/61,5
15	ччнум, ч	—	—	1638/1801/1897/2041	1891/1988
	K _{изм} , %			18,7/20,6/21,6/23,3	21,6/22,7

Таблица 13

	Фирма	Fuhrländer Aktiengesell- schaft	Fuhrländer Aktiengesell- schaft	GE Wind Energy GmbH	GE Wind Energy GmbH
1	Тип ВЭУ	Fuhrländer FLMD70	Fuhrländer FL MD 77	GE Wind Energy 1.5S	GE Wind Energy 1.5 sl
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	1500	1500	1500	1500
3	Номинальная ско- рость ветра, м/с	11.6	13.0	12.0	11.8
4	Стартовая ско- рость ветра, м/с	3.5	3.5	4.0	3.0
5	Скорость отклю- чения, м/с	25	20	25.0	20.0
6	Буревая скорость ветра, м/с	56	51.5	59.5	52
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	70	77	70.5	77
7.2	Ометаемая повер- хность, кв.м кв.м/кВт	3848 2.56	4657 3.10	3904 2.60	4657 3.10
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость враще- ния, об/мин	10.6-19.0	9.6-17.3	11-22	10-22
7.5	Вес, включая оголовок, т	33	35	33	33
7.6	Материал ло- пасти	GFK	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	56	56	50	50
8.2	Тип редуктора	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:94.7	1:103.44	1:90	1:98
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный с двойным пита- нием	асинхронный с двойным питанием	асинхронный с двойным питанием	асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость враще- ния, об/мин	1000-1800	1000-1800	1000-1800	1000-2000

Окончание табл. 13

8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	преобразователь	преобразователь	преобразователь частоты	преобразователь частоты
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	pitch	pitch	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	дисковый	дисковый	поворот лопастей	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	ленточный	ленточный	ленточный	ленточный
9.5	Ориентация на ветер	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	3 электрических двигателя	электрический двигатель
10	Башня				
10.1	Высота, м	65-85-114,5	61,5-85-100-111,5	64,7-80-85-100	61,4-80-85-100
10.2	Конструкция	стальная коническая труба, решетчатая башня	стальная коническая труба, решетчатая башня	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	93-174-136	93-174-270-128	80-105-105-134	80-107-107-158
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч		3524,007	3336,9	3681
		3486,451	3880,561	3581,1	3999,8
		3747,328	4039,68	3650,4	4071,9
		4006,244	4141,105	3835,2	4263,3
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	51	30	1144	809
13	Общий вес, т	182/263/225	184/265/361/219	163/188/188/217	163/190/170/241
14	Материалоемкость, кг/кВт	121,3/175,3/150	122,7/176,7/240,7/279,3	108,7/125,3/125,3/144,7	108,7/126,7/113,3/160,7
	кг/м ²	47,3/68,3/58,5	39,5/56,9/77,5/47,0	41,7/48,2/48,2/55,6	35/40,8/36,5/51,7
15	ччиум, ч	2324/2498/2671	2349/2587/2693/276	2225/2387/2434/2557	2454/2666/2715/2842
	K _{иум} , %	26,5/28,5/30,5	26,8/29,5/30,7/31,5	25,4/27,2/27,8/29,2	28/30,4/31/32,4

Таблица 14

	Фирма	NEG Micon Deutschland GmbH	NEG Micon Deutschland GmbH	NEG Micon Deutschland GmbH	Nordex AG
1	Тип ВЭУ	NM 64C/1500	NM 72C/1500	NM 82/1500	SUDWind S70
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	400/1500	400/1500	900/1500	1500
3	Номинальная скорость ветра, м/с	14,0	13,0	13,0	13,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	4,0	3,0	3,0	3,0
5	Скорость отключения, м/с	25	20,0	16,0	25
6	Буревая скорость ветра, м/с	59,5	50,9	51,5	56,3
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	64	72	82	70
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м/кВт	3217	4072	5281	3848
		2,14	2,71	3,52	2,56
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	11,5/17,3	11,5/17,3	14,4	10,6-19
7.5	Вес, включая оголовок, т	29	31,4	42	32
7.6	Материал лопасти	GFK	эпоксидная смола	эпоксидная смола	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	43	44	50	56
8.2	Тип редуктора	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней	2	2	2	2
8.4	Передаточное число	1:87,65	1:87,6	1:70,5	1:94,7
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный, с переключением полюсов, с жидкостным охлаждением	асинхронный, с переключением полюсов, с жидкостным охлаждением	асинхронный, с переключением полюсов	асинхронный с двойным питанием

8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1008/1515	1008/1518	750/1000	1000-1800
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	тиристорный	тиристорный	тиристорный	тиристорный
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	stall	aktiv-stall	artiv-stall	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	две ступени	две ступени	две ступени	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	ленточный	поворот концов лопастей	поворот концов лопастей	поворот концов лопастей
9.4	Второй тормоз	поворот концов лопастей	ленточный	ленточный	ленточный
9.5	Ориентация на ветер	5 электрических двигателей	5 электрических двигателей	5 электрических двигателей	4 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	68-80	64-80-98	94,6-108,6	65-85-98-114,5
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба, решетка
10.3	Вес, т	113-148	89-132-201	153-201	100-174-136
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч				3262,014
		2917,176	3501,591	4538,107	3575,606
		3090,272	3755,780	4689,343	3741
			3984,047		3921
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	278	153	7	312
13	Общий вес, т	185/220	164,4/207,4/276,4	245/293	188/262/199/224
14	Материалоемкость, кг/кВт	123,3/146,7	109,6/138,3/184,3	163,3/195,3	125,3/174,7/132,7/149,3
	кг/м ²	57,5/68,4	40,4/50,9/67,9	46,4/55,5	48,8/68,1/51,7/58,2
15	ччиум, ч	1945/2060	2334/2504/2656	3025/3126	2175/2384/2494/2614
	K _{нум} , %	22,2/23,5	26,6/28,6/30,3	34,5/35,7	24,8/27,2/28,5/29,8

Таблица 15

	Фирма	Nordex	PFLEIDERER Wind Energy GmbH	PFLEIDERER Wind Energy GmbH	REpower AG
1	Тип ВЭУ	S ₆ DWINDS77	PWE1570	PWE1570	Repower MD70
	Страна	Германия	Германия	Франция	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	1500	1500	1500	1500
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,5	12,0	11,0	12,8
4	Стартовая ско- рость ветра, м/с	3,0	3,0	3,0	3,0
5	Скорость отклю- чения, м/с	20	25,0	20,0	25,0
6	Буревая ско- рость ветра, м/с	52,0	56,3	51,0	56,0
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	77	70	77,4	70
7.2	Ометаемая по- верхность, кв.м кв.м/ кВт	4657 3,10	3848 2,56	4705 3,14	3848 2,56
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость враще- ния, об/мин	9,9-17,3	11-22	9,7-19	10,6-19,0
7.5	Вес, включая оголовок, т	34,0	32,0	33,6	33,0
7.6	Материал ло- пасти	GFK	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без рото- ра, т	56,0	50	51	56
8.2	Тип редуктора	круговой плане- тарный	круговой пла- нетарный	круговой пла- нетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:104,2	1:90	1:104,1	1:95
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный с двухсторонним питанием	асинхронный с двухсторон- ним питанием	асинхронный с двухсторон- ним питанием	асинхронный с двухсто- ронним питанием

8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000-1800	1000-2000	1000-2000	1000-1800
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	через преобразователь	через преобразователь	через преобразователь	через преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности				
9.2	Регулирование числа оборотов				
9.3	Главный тормоз	поворот концов лопастей	поворот концов лопастей	поворот концов лопастей	поворот концов лопастей
9.4	Второй тормоз	ленточный	ленточный	ленточный	ленточный
9.5	Ориентация на ветер	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	61,5-90-96,5-111,5	65-100-100	61-100-100	65-85-98-114
10.2	Конструкция	стальная коническая труба, решётка (111,5)	стальная коническая труба, бетон (100)	стальная коническая труба, бетон (100)	стальная коническая труба, бетон (114)
10.3	Вес, т	90-174-108-128	97-260-900	95-260-9000	-- --
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	3581			3376
		4032	3184,7	3528,6	3783
		4113	3662,4	4118,3	4021
		4280	3662,4	4118,3	4300
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	140	1	0	203
13	Общий вес, т	180/264/198/216	179/42/982	179,6/344,6/984,6	--
14	Материалоемкость, кг/кВт	120/176/132/144	119/228/655	119,7/229,7/656,4	
	кг/м ³	69,6/56,7/42,5/46,4	46,5/88,9/255,2	38,2/73,2/209,3	
15	ччиум, ч	2387/2688/2742/2853	2123/2442/2442	2352/2745/2745	2251/2522/2681/2867
	K _{гсм} , %	27,2/30,7/31,3/32,6	24,2/27,9/27,9	26,8/31,3/31,3	25,7/28,8/30,6/32,7

Таблица 16

	Фирма	GE Wind Energy GmbH	REpower Systems AG	ECOTECNIA, s. coop. c.e.	ECOTECNIA, s. coop. c.e.
1	Тип ВЭУ	GE Wind Energy 1.5 SL	Repower MD 77	ECOTECNIA 74	ECOTECNIA 80
	Страна	Германия	Германия	Испания	Испания
2	Номинальная мощность, кВт	1500	1500	1670	1670
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,0	12,5		
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,5	3,0	3,0
5	Скорость отключения, м/с	22,0	20	25	2,5
6	Буревая скорость ветра, м/с		51,6	55	-
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	77	77	74	80
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м/кВт		4657 3,10	4301 2,57	5027 3,01
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	11-20	9,6-17,3	10-19	9,7-18,4
7.5	Вес, включая оголовок, т	30,8	35	-	-
7.6	Материал лопасти		GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	49	56	-	-
8.2	Тип редуктора	планетарный, цилиндрический	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней	1	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:98,3	1:104	-	-
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный, с двойным питанием	асинхронный, с двойным питанием	асинхронный, с двойным питанием	асинхронный, с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1500-1800	1000-1800	1000-1950	-
8.5.3	Напряжение, В		690	690	690

Окончание табл. 16

8.5.4	Способ включения в сеть	через преобразователь	через преобразователь	через преобразователь	через преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	pitch	pitch	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	поворот концов лопастей	поворот лопастей	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	поворот лопастей и дисковый тормоз	ленточный	ленточный	ленточный
9.5	Ориентация на ветер	3 электродвигателя	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	61.4-80-85-96-100	61-85-90-100	60-70-80	70-80
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т		- - - - -	- - - - -	- - - - -
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч		3706	-	-
			4245	-	-
			4349	-	-
			4547	-	-
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт		237	1	0
13	Общий вес, т		-	-	-
14	Материалоемкость, кг/кВт			-	-
	кг/м ²			-	-
15	ччиум, ч		2471 / 2830 / 2899 / 3031	-	-
	K _{нум} , %		28,2 / 32,3 / 33,1 / 34,6		

Таблица 17

1	Фирма	VESTAS Deutschland GmbH	ENERCON GmbH	Vestas Wind Systems A/S	Vestas Wind Systems A/S
	Тип ВЭУ	Vestasv66/ 1.75MW	ENERCON E-661 / 18.70	V90 – 1.8 MW	V90 – 2.0 MW
	Страна	Германия	Германия	Дания	Дания
2	Номинальная мощность, кВт	1750	1800	1800	2000
3	Номинальная скорость ветра, м/с	15.0	12.0	3.5	3.5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	4.0	2.5	12.0	13.0
5	Скорость отключения, м/с	25.0	28-34	25.0	25.0 (23.0)
6	Буревая скорость ветра, м/с	55.8/56.5/ 57.4			
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	66	70	90	90
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м/кВт	3421 1.95	3848 2.14	6362 3.59	6362 3.18
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	10,7-21,3	10-22	8,8-14,9	8,8-14,9
7.5	Вес, включая оголовок, т	23	31.7	38	38
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK		
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	57	68,8	68	68
8.2	Тип редуктора	круговой планетар- ный	без редуктора	1 ст. плане- тарный 2 ст. гелико- идный	1 ст. плане- тарный 2 ст. гелико- идный
8.3	Число ступеней	3	-		
8.4	Передаточное число	1:79	-		
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинх- ронный, с двойным питанием	синхронный кольцевой	асинх- ронный с двойным питанием	асинх- ронный с двойным питанием

8.5.2	Скорость вращения, об/мин	830-1930	10-22		
8.5.3	Напряжение, В	690	400	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	теристорный	через преобразователь	ч/з преобразователь	ч/з преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	pitch	pitch	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	поворот концов лопастей	поворот лопасти	поворот лопасти
9.4	Второй тормоз	ленточный	поворот концов лопастей	дисковый	дисковый
9.5	Ориентация на ветер	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя		
10	Башня				
10.1	Высота, м	60-67-78	65-86-98-114	80-95-105	80-95-105
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	коническая стальная труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	100-117-159	139-220/860-1193	150-205-230	150-205-230
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч		3673.971		
		3159.7	4020.342		
		3292.1	4214.672		
		3444.2	4422.61		
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	788	1910		
13	Общий вес, т	180/197/239	239.5/325.5/865.5/1293.5		
14	Материалоемкость, кг/кВт	120/131/159	133/181/481/719		
	кг/м ³	52.6/57.6/69.7	62.2/84.6/225/336		
15	ччиум, ч	2106/2194/2296	2041/2234/2342/2457		
	K _{исм} , %	24.0/25.0/26.2	23.3/25.5/26.7/28		

Таблица 18

	Фирма	AN Windenergie GmbH	DE Wind GmbH	REpower Systems AG	Gamesa Eolica
1	Тип ВЭУ	AN BONUS 2VW176	DeWind81 / 2.0 MW	Repower MD70	Gamesa G80- 2.0MW
	Страна	Германия	Германия	Германия	Испания
	Номинальная мощность, кВт	400 / 2000	2000	2000	2000
3	Номинальная скорость ветра, м/с	15,0	13,5	14,5	4,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,0	3,5	17,0
5	Скорость отключения, м/с	25	-	25	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	55	57,4	65	
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	76	80	70	80
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м/кВт	4536 2,27	5027 2,51	3850 1,92	5027 2,51
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	11 / 16	11,1-20,7	10-20	9-19
7.5	Вес, включая оголовок, т	52	38	33	37,2
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK	фиберглас
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	82,5	66	59	61,2
8.2	Тип редуктора	круговой планетарный	круговой планетар- ный	круговой планетарный	1 ст. плане- тарный 2 ст. гелико- идный
8.3	Число ступеней	3	3	3	2
8.4	Передаточное число	1:93	1:94	1:90	1:100,5
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный с переключе- нием полю- сов	асинх- ронный с двойным питанием	асинхронный с двойным питанием	асинх- ронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000-1500	1050-1950	900-1800	900-1900

8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	теристорный	IGBT-U-преобразователь	через преобразователь	через преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	aktiv-stall	pitch	pitch	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	две ступени	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	поворот концов лопастей	поворот лопастей	поворот концов лопастей	поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	ленточный	поворот концов лопастей, ленточный	ленточный	дисковый с гидравлическим приводом
9.5	Ориентация на ветер	8 электрических двигателя	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	
10	Башня				
10.1	Высота, м	60-80-90	80-100	65	60-67-78-100
10.2	Конструкция	коническая бетонная труба	коническая стальная труба	коническая стальная труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	97-167-246	155-300	-	120-135-190-231
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч				
		-	4753	3434,0	
			5090		
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	58	14	4	
13	Общий вес, т	231,5 / 301,5 / 380,5	259 / 404	-	
14	Материалоемкость, кг / кВт	116 / 151 / 190	130 / 202	-	
	кг / м ²	51 / 66,5 / 83,9	51,5 / 80,4	-	
15	ччиум, ч	-	2376 / 2545	1717	
	K _{изм} , %	-	27,1 / 29	19,6	

Таблица 19

	Фирма	Gamesa Eolica	Gamesa Eolica	Enercon GmbH	Enercon GmbH
1	Тип ВЭУ	Gamesa G87-2.0MW	Gamesa G90-2.0MW	Enercon E70	Enercon E82
	Страна	Испания	Испания	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	2000	2000	2000	2000
3	Номинальная скорость ветра, м/с	4,0	3,0	2,5	2,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	14,0	13,0	13,5	12,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	21,0	28-34	22-28
6	Буревая скорость ветра, м/с				
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	87	90	71	82
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м/кВт	5945 2,97	6362 3,18	3959 1,98	5281 2,64
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	9-19	9-19	6-21,5	6-19,5
7.5	Вес, включая оголовок, т	38	39,4		
7.6	Материал лопасти	фиберглас	фиберглас	фиберглас	фиберглас
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	65	65		
8.2	Тип редуктора	1 ст. планетарный 2 ст. геликоидный	1 ст. планетарный 2 ст. геликоидный	без редуктора	без редуктора
8.3	Число ступеней	2	2		
8.4	Передаточное число	1:100,5	1:100,5		
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный с двойным питанием	асинхронный с двойным питанием	синхронный, кольцевой	синхронный, кольцевой
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	900-1900	900-1900	6-21,5	6-19,5
8.5.3	Напряжение, В	690	690		

8.5.4	Способ включения в сеть	через преобразователь	через преобразователь	через инвертор	через инвертор
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	pitch	pitch	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	поворот лопастей	3 независимых системы поворота лопастей	3 независимых системы поворота лопастей
9.4	Второй тормоз	дисковый с гидравлическим приводом	дисковый с гидравлическим приводом	механический тормоз и замок	механический тормоз и замок
9.5	Ориентация на ветер			6 электродвигателей поворота	6 электродвигателей поворота
10	Башня				
10.1	Высота, м	67-78-100	67-78-100	64-85-98-113	70-78-98-108
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т	153-200-286	153-200-286		
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч				
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт				
13	Общий вес, т	256/303/ 389	257,4 / 304,4 / 390,4		
14	Материалоемкость, кг/кВт	128/151,5/ 194,5	128,7 / 152,2 / 195,2		
	кг/м ²	43,1 / 51 / 65,4	40,5 / 47,8 / 63,4		
15	ччиум, ч				
	K _{иум} , %				

Таблица 20

	Фирма	REpower SystemsAG	Vestas Deutschland GmbH	AN Windenergie GmbH	Nordex AG
1	Тип ВЭУ	Repower MM82	Vistas V80/2MW	AN BONUS 2.3 MW / 82	NORDEX N.90
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
	Номинальная мощность, кВт	2000	2000	400 / 2300	2300
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,0	15,0	15,0	13,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	4,0	3,0	3,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	-	48,7-49,4-51	55	57,6
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	82	80	82,4	90
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м / кВт	5281 2,6	5027 2,5	5333 2,3	6362 2,8
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об / мин	8,5-17,1	9-19	11 / 16,6	9,6-16,9
7.5	Вес, включая оголовок, т	-	37,2	52	53,2
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	эпоксидная смола	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	-	61,2	82,5	85,6
8.2	Тип редуктора	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:105	1:100,5	1:91	1:77,44
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	асинхронный с двойным питанием	асинхронный с двойным питанием	асинхронный с переключением полюсов	асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об / мин	1000-1800	904-1909	1000 / 1500	740-1310

8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	через преобразователь	тиристорный	тиристорный	через преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	pitch	aktiv-stall	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	переменная скорость	переменная скорость	две ступени	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	поворот концов лопастей	поворот лопастей	поворот концов лопастей	поворот концов лопастей
9.4	Второй тормоз	ленточный	ленточный	ленточный	ленточный
9.5	Ориентация на ветер	4 электрических двигателя	электрический двигатель	8 электрических двигателя	2 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	59-80-100	60-67-78-100	80-90-100	80-100-105
10.2	Конструкция	стальная, коническая труба	стальная, коническая труба	стальная, коническая труба	стальная, коническая труба, решетка (105)
10.3	Вес, т	---	110-130-170-220	---	179-329/175
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч		4388,4		
		-	455,84	-	5767
			4786,23		6165
			5161,020		6403,7
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	1	516	2	2
13	Общий вес, т	-	208,4/228,4/268,4/318,4	-	318,8/468,8/314,8
14	Материалоемкость, кг/кВт	-	104,2/114,2/134,2/159,2	-	138,6/203,8/136/8
	кг/м ²	-	41,5/45,4/53,4/63,3	-	50,1/73,7/49,5
15	ччиум, ч	-	2194/2278/2393/2580	-	2507/2680/2784
	K _{изм} , %		25,0/26/27,3/29,5	-	28,6/30,6/31,8

Таблица 21

	Фирма	GE Wind Energy GmbH	Siemens Wind Power A/S	GE Wind Energy GmbH	Nordex AG
1	Тип ВЭУ	GE Wind Energy 2.3	Bonus 2,3MW	GE Wind Energy 2,5	NORDEX N80
	Страна	Германия	Дания	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	2300	2300	2500	2500
3	Номинальная скорость ветра, м/с		4.0		15,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3.0	13-14	3,5	4.0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с		55 (60)		70
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	94	93	88	80
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м/кВт	6940 3.02	6800 2.96	6082 2.43	5026 2.01
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	5,5-14,9	6-16	6-16,5	10,9-19,1
7.5	Вес, включая оголовок, т		60		49,2
7.6	Материал лопасти		GRE		GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т		82		85,6
8.2	Тип редуктора	планетарный	1 ст. геликоидный 2 и 3 ст. планетарный	планетарный	круговой планетарный
8.3	Число ступеней		3		3
8.4	Передаточное число		1:91		1:68,14
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	синхронный с двойным питанием	асинхронный	синхронный с двойным питанием	асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин		1500		700-1300
8.5.3	Напряжение, В		690		660
8.5.4	Способ включения в сеть	через преобразователь	через преобразователь	через преобразователь	через преобразователь

9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	pitch	pitch	pitch	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	3 независимых системы поворота лопастей	поворот лопастей	3 независимых системы поворота лопастей	поворот концов лопастей
9.4	Второй тормоз	механический с гидравлическим приводом	дисковый	механический с гидравлическим приводом	ленточный
9.5	Ориентация на ветер	4 электродвигателя	8 электродвигателей	4 электродвигателя	2 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	100-120	70-80	85	80-60-100-105
10.2	Конструкция	1. стальная коническая труба 2. бетон + стальная труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба, решётка (105)
10.3	Вес, т		134-162		116-198-282/205
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч				4342
					4832
					5216
					5286,8
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт				63
13	Общий вес, т				250,8/332,8/416,8/339,8
14	Материалоемкость, кг/кВт				100,3/133/166,7/135,9
	кг/м ²				49,9/66,2/82,9/67,6
15	ччиум, ч				1737/1933/2086/2115
	K _{им} , %				19,8/22,1/23,8/24,1

Таблица 22

	Фирма	GE Wind Energy GmbH	NEG Micon Deutschland GmbH	Vestas Wind Systems A/s
1	Тип ВЭУ	GE Wind Energy 2,7	NM 92 / 2750	V90-3,0 MW
	Страна	Германия	Германия	Дания
2	Номинальная мощность, кВт	2700	2750	3000
3	Номинальная скорость ветра, м/с		14,0	4,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,5	4,0	15,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с		58	
7	Ротор			
7.1	Диаметр, м	84	92	90
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м кв.м / кВт	5542 2,05	6648 2,42	6362 /
7.3	Число лопастей	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	6,5-18	15,6	9-19
7.5	Вес, включая оголовок, т		52,8	41
7.6	Материал лопасти		GFK	
8	Гондола (кабина)			
8.1	Масса без ротора, т		83	70
8.2	Тип редуктора	планетарный	круговой планетарный	две планетарных и одна гелико- идная
8.3	Число ступеней		3	3
8.4	Передаточное число		1:70,65	
8.5	Генератор			
8.5.1	Тип	синхронный с двойным питанием	асинхронный с двойным пита- нием, жидкост- ное охлаждение	асинхронный с двойным пита- нием

8.5.2	Скорость вращения, об/мин		1100	
8.5.3	Напряжение, В		670/690	1000
8.5.4	Способ включения в сеть	через преобразователь	через преобразователь	через преобразователь
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование мощности	pitch	pitch	pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	переменная скорость	переменная скорость	переменная скорость
9.3	Главный тормоз	3 независимых системы поворота лопастей	ленточный	отдельный поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	механический с гидравлическим приводом	поворот лопастей	дисковый с гидравлическим приводом
9.5	Ориентация на ветер	4 электродвигателя	5 электрических двигателей	
10	Башня			
10.1	Высота, м	58-70	80-103,8	65-80-90-105
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	стальная коническая труба
10.3	Вес, т		182	100-160-170-285
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч			
			6342	
			6869	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт		1	
13	Общий вес, т		317,8	
14	Материалоемкость, кг/кВт		115,6	
	кг/м ²		47,8	
15	ччиум, ч		2306/2498	
	K _{иум} , %		26,3/28,5	

Таблица 23

	Фирма	Siemens Wind Power A/S	GE Wind Energy GmbH	
1	Тип ВЭУ	Bonus 3,6 MW	GE Wind Energy 3,65 offshore	
	Страна	Дания	Германия	
2	Номинальная мощность, кВт	3600	3600	
3	Номинальная скорость ветра, м/с	3,0	14,0	
4	Стартовая скорость ветра, м/с	12-14	3,5	
5	Скорость отключения, м/с	25	25,0	
6	Буревая скорость ветра, м/с	55 (60-80)	70	
7	Ротор			
7.1	Диаметр, м	107	104	
7.2	Ометаемая поверхность, кв.м	9000	8495	
	кв.м/кВт	2,5	2,36	
7.3	Число лопастей	3	3	
7.4	Скорость вращения, об/мин	5-13	8,5-15,3	
7.5	Вес, включая оголовок, т	95	88	
7.6	Материал лопасти	GRE	GFK	
8	Гондола (кабина)			
8.1	Масса без ротора, т	125	187	
8.2	Тип редуктора	1 ст. геликоидный 2 и 3 ст. планетарный	круговой планетарный	
8.3	Число ступеней	3	3	
8.4	Передаточное число	1:119	1:117,97	
8.5	Генератор			
8.5.1	Тип	асинхронный	асинхронный с двойным питанием	

8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1500	1000-1800	
8.5.3	Напряжение, В	690	690/3300	
8.5.4	Способ включения в сеть	через преобразователь	через преобразователь	
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование мощности	pitch	pitch	
9.2	Регулирование числа оборотов	переменный	переменное	
9.3	Главный тормоз	поворот лопастей	поворот концов лопастей	
9.4	Второй тормоз	дисковый	поворот концов лопастей	
9.5	Ориентация на ветер	6 электродвигателей	4 электрических двигателя	
10	Башня			
10.1	Высота, м	80-100		
10.2	Конструкция	стальная коническая труба	стальная коническая труба	
10.3	Вес, т	250-350		
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт ч			
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт			
13	Общий вес, т			
14	Материалоемкость, кг/кВт			
	кг/м ²			
15	ччиум, ч			
	K _{иум} , %			

Технико-экономические характеристики ветроустановок Германии в 2002 году

Изготовитель	Тип	Номинальная мощность	Диаметр ротора	Высота башни	Скорость вращения ротора	Система регулирования мощности	Выработка энергии	Стоимость поставки	Объем поставки	Кап. вложения на 1 кВтч годовой выработки	Удельная выработка на 1 кв.м ометаемой поверхности	Удельная стоимость 1 кв.м ометаемой поверхности	Установлено в мире	Удельная стоимость установленной мощности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AN Windenergie	600 kW / 44-3	600	44.0	42 c	18 / 27	stall		475	AMD			313		791.67
				50 c			490	AMD			322		816.67	
				55 c			506	AMD			333		843.33	
				58 c			516	AMD			339		860.00	
	1 MW / 54	1000	54.2	50 c	15 / 22	aktiv-stall		828	AMD			360		828
				60 c			858	AMD			373		858	
				70 c			899	AMD			391		899	
				60 c				AMD						
	1.3 MW / 62	1300	62.0	68 c	13 / 19	aktiv-stall		1165	AMD			386		896.15
				80 c			1257	AMD			416		966.92	
				90 c			1354	AMD			448		1041.54	
				60 c			1660	AMD			366		830	
	2 MW / 76	2000	76.0	80 c	11 / 16	aktiv-stall		1789	AMD			394		894.5
				90 c			1900	AMD			419		950	
				80 c									2	
				90 c										
	2.3 MW / 82	2300	82.4	100 c	11 / 16.6	aktiv-stall								

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
De Wind GmbH	D4 / 600 kW	600	60 c	15-29,2	pitch	1487	567,5	AM/L	0,382	822	314	254	945,83
			70 c			1563	583	AM/L	0,373	864	322		971,66
	D6 / 1MW	1000	69 c	12,1-25,2	pitch	2569,5	1120	AM/L	0,436	851	371	115	1120
	D6 / 62-1,25 MW	1250	65 c	13,9-25,9	pitch	2704,5	1125	AM/L	0,416	896	373	5	900
	D6 / 64-1,25 MW	1250	68 c	13,2-24,5	pitch	2847	1181	AM/L	0,415	885	367	40	944,8
			92 c			3161	1283		0,406	983	399		1026,4
	D8 / 2,0 MW	2000	80 c	11,1-20,7	pitch	4753		AM/L		945		7	
			100 c			5090				1013			
			35 c									182	
	Ecotecnia 44	640	45 c	27	stall		478.005				314		746,88
Ecotecnia	Ecotecnia 48	750	45 c	24	stall								
							515.771				281	397	687,69
	Ecotecnia 62	1250	60 c	19	stall		1049				348	1	839,2
			80 c										
	Ecotecnia 74	1670	60 c	10-19	pitch		1362,3				317	1	815,75
			70 c										
			80 c								292		
	Ecotecnia 80	1670	70 c	9,7-18,4	pitch		1469,8						880,12
			80 c										

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Enercon GmbH	E-30 / 3.30	300	44 c	18-46	pitch	542277		AMJ		767		20	
			50 c			569340		AMJ		805			
	E-40 / 6.44	600	50 c	18-34	pitch	1205131	510	AMJ	0.423	793	335	1460	850
			58 c			1267823	520	AMJ	0.410	834	342		866,67
			65 c			1329514	545	AMJ	0.410	874	358		908,33
			78 c			1410957	600	AMJ	0.425	928	395		1000,00
	E-58 / 10.58	1000	70 c	10-24	pitch	2504755	1105	AMJ	0.441	929	410	103	1105,00
			89 c			2695182	1240	AMJ	0.460	999	460		1240,00
	E-66 / 18.70	1800	65 c	10-22	pitch	3673971	1645	AMJ	0.448	955	427	993	913,89
			86 c			4020342	1760	AMJ	0.438	1045	457		977,78
			98 c			4214672	1910	AMJ	0.453	1095	496		1061,11
			114 c			4422610	2100	AMJ	0.475	1149	546		1166,67

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fuhrlander AG	FL 30	30	27 p	47 / 70	stall	68838		AMD		519		11	
	FL 100	100	35 c	34 / 47	stall	216035		AMD		624		21	
	FL 250	250	42 c	29 / 38	stall	479332		AMD		726		37	
			50 c			510751		AMD		773			
	FL 800	800	60 c	15 / 22.5	stall	1526751		AMD		830		8	
	FL 1000	1000	70 c	15 / 22	stall	1992094		AMD		870		96	
			82 c			2086786		AMD		912			
	FL MD 70	1500	65 c	10.6-19	pitch	3486451		AMD		906		27	
			85 c			3747328		AMD		974			
			115 p			4006244				1041			
	FL MD 77	1500	62 c	9.6-17.3	pitch	3524007		AMD		757		15	
			85 c			3880561		AMD		833			
			100 c			4039660				868			
			112 p			4141105				889			

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
GE Wind Energy													
900s	900	46 c	15-28	pitch	1860300					783	4		
		59 c			2039900					859			
1.5s	1500	65 c	11-22	pitch	3336900	1560	AM/JT	0.467		855	400	750	1040.00
		80 c			3581100	1630	AM/JT	0.455		917	418		1086.67
		85 c			3650400	1630	AM/JT	0.447		935	418		1086.67
		100 c			3835200	1730	AM/JT	0.451		982	443		1153.33
1.5s/	1500	61 c	10-20	pitch	3681000	1635	AM/JT	0.444		790	351	459	1090.00
		80 c			3999800	1705	AM/JT	0.426		859	366		1136.67
		85 c			4071900	1705	AM/JT	0.419		874	366		1136.67
		100 c			4263300	1805	AM/JT	0.423		916	388		1203.33
3.6s offshore	3600	c	8.5-15.3	pitch								1	

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
NEG Micon GmbH	NM 52/900	900	62 c 74 c	15/22	stall	1808367 1923912	695 715	AMJ AMJ	0.384 0.372	845 899	325 334	409	772,22 794,44
	NM 60/1000	1000	70 c 80 c	12/18	stall	2359043 2458480	970 1000	AMJ AMJ	0.411 0.407	834 870	343 354	231	970,00 1000,00
	NM 64C/1500	1500	68 c 80 c	11,5/17,3	stall	2917176 3090272	1200 1250	AMJ AMJ	0.411 0.404	907 961	373 389	130	800,00 833,33
	NM 72C/1500	1500	64 c 80 c 98 c	11,5/17,3	aktiv-stall	3501591 3755780 3984047	1450 1500 1550	AMJ AMJ AMJ	0.414 0.399 0.389	860 922 979	356 368 381	64	966,67 1000,00 1033,33
	NM 82/1500	1500	95 c 109 c	14,4	aktiv-stall	4538107 4689343	1725 1790	AMJ AMJ	0.380 0.382	859 888	327 339	1	1150,00 1193,33
	NM 92/2750	2750	80 c 104 c	15,6	pitch	6342000 6869000		AMJ/T AMJ/T		954 1033		1	
	PWE 650	600	50 c 75 c	13-26	pitch	1407800 1638300	525 605	AMJ AMJ	0.373 0.369	717 834	267 308		875,00 1008,33
	PWE 1570	1500	65 c 100 c 100 6	11-22	pitch	3184700 3662400 3662400	1500 1690	AMJ AMJ	0.471 0.461	828 952	390 439	1	1000,00 1126,67
	PWE 1577	1500	61 c 100 c 100 6	9,7-19	pitch	3528600 4118300 4118300		AMJ AMJ		750 875			1153,33 1040,00
Pfleiderer GmbH													

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Nordex AG	N50	900	46 c	15.3/23.8	stall	1436800		AM/DT		732		122	
			50 c			1484000		AM/DT		756			
			55 c			1538000		AM/DT		783			
			70 c			1676000		AM/DT		853			
	N60	1300	46 c	12.8/19.2	stall	2130000		AM/DT		753		524	
			60 c			2341289		AM/DT		828			
			69 c			2465700		AM/DT		872			
			85 c			2652900		AM/DT		938			
	N62	1300	60 c	12.8/19.2	stall	2458600		AM/DT		814		524	
			69 c			2585000		AM/DT		856			
			65 c			3262014		AM/DT		848			
			85 c			3575606		AM/DT		929			
	S70	1500	98 p	10.6.19	pitch	3741000		AM/DT		972		156	
			115 p			3921000		AM/DT		1019			
			62 c			3581000		AM/DT		769			
			90 c			4032000		AM/DT		866			
	S77	1500	97 p	9.9.17.3	pitch	4113000		AM/DT		883		70	
			112 p			4280000		AM/DT		919			
			80 c			5767000				907			
			100 c			6165000				969			
	N90	2300	105 p	9.6.16.9	pitch	6403700				1007		1	
			60 c			4342000		AM/DT		864			
			80 c			4832000		AM/DT		961			
			100 c			5216000		AM/DT		1038			
	N80	2500	105 p	10.9.19.1	pitch	5286800		AM/DT		1052		44	

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
REpower	48/600	600	50 c	14/21	stall	1322000		AM/L		719		96	
			65 c			1469000	540	AM/L	0.368	798	294		900.00
			75 c			1555000	563	AM/L	0.362	845	306		938.33
	48/750	750	50 c	15.0/22.5	stall	1412000		AM/L		767		96	
			65 c			1574000	545	AM/L	0.346	856	296		726.67
			75 c			1670000	568	AM/L	0.340	908	309		757.33
	MD 70	1500	65 c	10.6/19.0	pitch	3376000	1371	AM/L	0.406	877	356	102	914.00
			85 c			3783000	1463	AM/L	0.387	983	380		975.33
			98 p			4021000		AM/L		1044			
			114 p			4300000				1117			
	MD 77	1500	61 c	9.6-17.3	pitch	3706000	1432	AM/L	0.386	796	307	119	954.67
			85 c			4245000	1524	AM/L	0.359	912	327		1016.00
			90 c			4349000	1570	AM/L	0.361	934	337		1046.67
			100 c			4547000	1640	AM/L	0.361	976	352		1093.33
	MM 70	2000	65 c	10-20	pitch	3434000	1500	AM/L	0.437	892	390	2	750.00
	MM 82	2000	59 c	8.5-17.1	pitch			AM/L					
			80 c										
			100 c										

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Suzlon	S.33	350	50 p	24 / 32	stall							699	
			60 p										
			70 p										
	S.60	1000	60 c	15.3 / 22.9	pitch							68	
			65 c										
	S.64	1250	60 c	13.9 / 20.8	pitch							6	
			65 c										
Vergnet	GEV 15 / 60	60	30 c	92	stall		78.6				445	159	1310.00
			40 c				82				464		1366.67
	GEV MP	275	50 p	31.46	pitch		180				224	62	654.55
			55 c				195				242		709.09
			60 p				195				242		709.09
	V 52 / 850 kW	850	65 c	14.0-31.4	pitch	1925360		AM/IT		907		237	
			74 c			2008090		AM/IT		946			
			86 c			2103780		AM/IT		991			
Vestas GmbH	V 66 / 1.75 MW	1750	60 c	10.7-21.3	pitch	3159700				924		434	
			67 c			3292100				962			
			78 c			3444200				1007			
	V 80 / 2.0 MW	2000	60 c	9.19	pitch	4388400		AM/IT		873		182	
			67 c			4555840		AM/IT		906			
			78 c			4786230		AM/IT		952			
			100 c			5161020		AM/IT		1027			

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Windind Oy	WinWind WWD 1	1000	56 с	7.7-25.6 pitch								1	
			60 с										
			66 с										
			70 с										

Примечание:

с – стальная коническая башня.

б – бетонная коническая башня.

р – решетчатая башня.

АМД – в объем поставки входит: оборудование, монтаж, система передачи данных.

АМДТ - в объем поставки входит: оборудование, монтаж, система передачи данных и транспортировка.

Уровень звуковой мощности у основания башни находится в пределах 97,9 – 104,2 дБ.

Технические данные ветроустановок Европейских производителей
в 1993 – 2000 годах

Фирма – производитель	Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Ометаемая поверхность, м ²	Высота башни, м	Вес, т*1 Ротор Кабина Башня Всего	Годовое*2 производство эл. энергии, тыс.кВт·ч	Уровень*3 звук, дВ (А) у основания башни
Windmaster	WM 750 / 43	750	43,4	1480	45	13000 49000 40000 10200	-	-
Markham	Markham VS45	600	45,6	1648	42-50	7700 22000 64000 93700	-	-
Micon	Micon M1500-600 / 150 AP	600 / 150	43,3	1480	45	12700 19000 42000 73700	1922	99,9
TASKE	TW 600	600	43,0	1452	50	10700 29000 63300 103000	1550	99
Enercon	Enercon E-40 / 500 kW	500	40,3	1275	42 / 48 бетон 42 / 55 сталь	20500 5600 34000 60100	1738	98,7

Продолжение табл.

Фирма – производитель	Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Ометаемая поверхность, м ²	Высота башни, м	Вес, т*1 Ротор Кабина Башня Всего	Годовое*2 производство эл. энергии, тыс. кВт·ч	Уровень*3 звука, дБ (А) у основания башни
Nedwind	Nedwind 40	500 (2X250)	40,8	1305	39	12000 22000 30500 64500	1634	97,5
Nordtank	NORDTANK NTK 500 / 37	500	37,0	1075	33,8	8800 18000 15200 42000	1586	99,7
Vestas	Vestas V39- 500 kW	500	39,0	1195	39,0 / 40,0	6700 17300 28500 52500	1667	97,8
Wind Technik Nord	WTN 500 / 37	500 / 150	37,0	1075	40-50	8500 20500 30000-48000 59000-77000	1594	100
Wind World	W-3700 / 500	500	37,0	1075	40	9800 21500 27000 58300	1522	99,7
Bonus	BONUS 450 kW Mk III	450	37,0	1075	32,7	6500 24000 20000 50500	1534	97,7

Продолжение табл.

Фирма – производитель	Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Омстаемая поверхность, м ²	Высота башни, м	Вес, т*1 Ротор Кабина Башня Всего	Годовое*2 производство эл. энергии, тыс. кВт·ч	Уровень*3 звука, дВ (А) у основания башни
Micon	Micon M750-400/100	400 / 100	31,0	755	34,7	900 12000 20000 38000	983	99,7
Nordic Windpower AB	Nordic 400	400	35,4	982	38,5	- - 16500 30450	1693	-
Wind Energy Group Ltd	MS3-400 H – 2 speed / MS3-400L	400	36,7	1058	25,40	4500 10000 - 35000	-	101,5
Wind Energy Group	M53-400 L	400	39,3	1213	-	- - - -	-	101,5
Riva Calzoni	M30 S2	350	33,0	855	33	1850 11650 11500 25000	-	-
MADE	MADE AE-30	330	31,4	726	29,6	4200 10800 18500 33500	-	57

Продолжение табл.

Фирма – производитель	Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Ометаемая поверхность, м ²	Высота башни, м	Вес, т ^{*1} Ротор Кабина Башня Всего	Годовое ^{*2} производство эл. энергии, тыс. кВт·ч	Уровень ^{*3} звука, дВ (А) у основания башни
Bonus	BONUS Combi 300 kW	300	31,0	755	30	4500 10000 15000 29500	1026	95,8
Carter Wind Turbines	CWT Model 300	300	23,77	444	48,77	1340 3091 9668 14099	713	102
Mitsubishi	MWT 250 / 300 kW	300	31,0	661	30	7400 10500 17000 34900	951	-
Nordtank	NORDTANK NTK 300 / 31	300	31,0	755	29	5800 12000 15200 33000	-	98,4
Windmaster	WM 300 / 25	300	25,0	491	30	3410 15000 14000 31460	1080	99
Windmaster	WM 300 / 28	300	28,0	615	30	4160 15000 14000 31460	1161	-

Продолжение табл.

Фирма – производитель	Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Ометаемая поверхность, м ²	Высота башни, м	Вес, т*1 Ротор Кабина Башня Всего	Годовое*2 производство эл. энергии, тыс. кВт·ч	Уровень*3 звук, дВ (А) у основания башни
SUDWIND	SUDWIND N3127 40m / 50m	270 / 60	31,4	774	40 / 48,3	5450 14000 24000 / 35000 43450 / 53450	987	99,5
Theo Fuhrlander	AstOs 250	250 / 50	29,5	683	40-50	4000 7500 23500 35000	-	98
Legerwey	Legerwey 27 / 250	250	27,0	572	30 / 40	2500 7500 17000 27000	700	98,7
Nedwind	Nedwind 25	250	25,5	510	30	4500 7500 13000 25000	730	95
Nordex	Nordex N29 / 250	250 / 45	29,7	693	30,40, 50	4350 12500 12500 (perm) 29350	892	-
Zephyr Energy	ZEPHYR WTS 28.250	250 / 75	28,0	615	30	5300 7600 11000 23900	-	94

Продолжение табл.

Фирма – производитель	Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Ометаемая поверхность, м ²	Высота башни, м	Вес, т ^{*1} Ротор Кабина Башня Всего	Годовое ^{*2} производство эл. энергии, тыс. кВт·ч	Уровень ^{*3} звука, дБ (А) у основания башни
GET	GETDANWIN 27	225	29,0	661	30-40	5288 7630 13250 (30м) 26168	739	98,0
Micon	Micon M700-225 / 40	225 / 40	26,9	683	28,7 / 34,7	5000 8000 14000 27000	790	96,9
Vestas	Vestas V27-225 kW	225 / 50	27,0	573	30 / 30	2900 7900 12000 22800	797	97,0
Vestas	Vestas V29-225 kW	225	29,0	661	31	5000 9000 12000 / 9000 26000 / 23000	858	97,8
Wind World	W-2500 / 220	220	25,0	491	40 (30)	4400 6700 13500 24600		98,0
Riva Calzoni	M30 A	200 / 55	33,0	855	33	2800 12200 12000 27000		-

Фирма – производитель	Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Ометаемая поверхность, м ²	Высота башни, м	Вес, т ^{*1} Ротор Кабина Башня Всего	Годовое ^{*2} производство эл. энергии, тыс. кВт·ч	Уровень ^{*3} звука, дВ (А) у основания башни
Wincon	Wincon W200/26	200	26.0	531	28,7	4170 9430 10400 24000	636	95,3
Wind Technik Nord	WTN 200/26	200	26.0	531	30-40	3920 10700 11000-25000 25620-39620	700	98
Bonus	BONUS 150 kW Mk III	150/30	23.8	445	30	2500 6000 15000 23500	575	93,9
Ecotecnia	Ecotecnia 20/150 kW	150	20.0	314	24/28	2050 4850 8200 15100	656	-
Nordex	Nordex N27/150	150/30	27.0	572	30, 40, 50	5360 12500 12500 30360	668	-
Nordtank	NORDTANK NTK 150/25	150	24.6	475	31	3900 6000 11000 20900	-	94,9

Продолжение табл.

Фирма – производитель	Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Ометаемая поверхность, м ²	Высота башни, м	Вес, т*1 Ротор Кабина Башня Всего	Годовое*2 производство эл. энергии, тыс. кВт·ч	Уровень*3 звук, дВ (А) у основания башни
Wind World	W-2700 / 150	150	27,0	573	40 (30)	5700 6800 13500 26000	634	96,8
SEEWIND	SEEWIND 20 / 110 SEEWIND 25 / 132	20 / 110 или 25 / 132	22,0	380	24 / 30	1860 4700 8500 / 12000 15060 / 18560	390	95,4
Ventis	Ventis 20-100	100 / 20	20,0	314,2	30 / 40	980 3010 11000 14990	-	-
Theo Fuhrlander	AstOs 100	100 / 20	21,0	346	34,5	6000 14500 24500	-	95
Lagerwey	Lagerwey 18 / 80	80	18,0	254	24 / 30 / 40	900 2100 10000 13000	279	91

Окончание табл.

Фирма – производитель	Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Ометаемая поверхность, м ²	Высота башни, м	Вес, т ^{*1} Ротор Кабина Башня Всего	Годовое ^{*2} производство эл. энергии, тыс. кВт·ч	Уровень ^{*3} звука, дВ (А) у основания башни
H.J. Krogmann	Krogmann 15/50	50	15.0	177	30/37	800 1300 4500/7500 6600/9600	198	96
KANO-Rotor	Kano Rotor 30 kW	30	13/17	132/227	30	3608/3777 5200		87
Vergnet	GEV 10.25 Miguelon	25	10.0	78.5	18-30	480 450 600 1580	91.3	54
Vergnet	GEV 7.10 Lastours	10	7.0	38.5	18-30	310 250 400 960	38.7	51

Примечание: *1 – Вес редуктора, включая оголовок. Вес кабины, исключая ротор.
 *2 – Годовое производство электроэнергии рассчитано по распределению Вейбулла при средней скорости ветра 8 м/с на высоте 10 м и коэффициенте формы $K_\phi = 2$.
 *3 – Уровень звука измерен у основания башни при скорости ветра 8 м/с на высоте 10 м.

**Технико-экономические характеристики зарубежных
ВЭУ малой мощности**

Таблица 1

1	Изготовитель	Landmark Alternative Energien & Consulting (Германия)	Michael Heyde Windtechnik, (Германия)	Michael Heyde Windtechnik, (Германия)	Sunset Energietechnik GmbH, (Германия)
2	Тип ВЭУ	AE 8	Tarrago M-3009	Tarrago M-5015	Rutlend WG 503
3	Цена (без НДС)	2.585€ с башней и насосом	3.589€	7955€	370€
4	Срок гарантии	2 года	2 года	2 года	2 года
5	Мощность, производительность				
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	7100	1200-11100	4000-30000	0,025
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	7,0	12,0	12,0	10,0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	3,5	3,5	3,0
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	нет	20,0	20,0	
5.5	Буревая скорость ветра, м/с				
6	Ротор				
6.1	Диаметр, м	2,4	3,0	5,0	0,51
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	4,52	7,01	19,63	0,2
6.3	Число лопастей	18	18	24	6
6.4	Материал лопасти	Оцинкованные металлические пластины	Стальной лист	Стальной лист	Нейлон
6.5	Скорость вращения, об/мин		60-70	40	
6.6	Масса, включая оголовок, кг	150	150,0	475,0	3,5

Окончание табл. 1

7	Головка башни				
7.1	Масса без ротора, кг		250.0	300.0	
7.2	Тип редуктора		Кривошип	Кривошип	Безредукторный
7.3	Исполнительный механизм	Насос	Насос	Насос	Генератор
7.3.1	Тип исполнительного механизма	Поршневой	Поршневой	Поршневой	Постоянные магниты
7.3.2	Скорость вращения, об/мин		60-70	40	
7.3.3	Приемник энергии	Насос	Насос	Насос	Аккумуляторная батарея
7.3.4	Напряжение, В				12 В
8	Мачта				
8.1	Высота, м	10	9	15	2
8.2	Тип, конструкция	Решетчатая	Решетчатая, коническая	Решетчатая, коническая	Мачта из трубы
8.3	Масса, кг	150	400	1550	5
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование числа оборотов		нет	нет	нет
9.2	Ограничение мощности		Уход из-под ветра	Уход из-под ветра	Через регулятор
9.3	Ориентация на ветер	Флюгер	Флюгер	Флюгер	Флюгер
9.4	Главный тормоз	Ручное отключение: поворот во флюгерное положение	Уход из-под ветра, ручное отключение	Уход из-под ветра, ручное отключение	Короткое замыкание генератора
10	Общий вес, кг				

Таблица 2

1	Изготовитель	Aes GmbH, (Германия)	Sunset Energietechnik GmbH, (Германия)	Landmark Alternative Energien & Consulting, (Германия)	Fortis Windenergy, (Германия)
2	Тип ВЭУ	Aeslt 200 / 3 dd	Rutland WG913	Inclin 250	Yellow Sand
3	Цена (без НДС)	2990€	603€	1540€	2310€
4	Срок гарантии	2 года	2 года	2 года	1 год
5	Мощность, производитель- ность				
5.1	Номинальная мощ- ность, кВт производитель- ность, л/час	0.2	0.2	0.25	0.3
5.2	Номинальная ско- рость ветра, м/с	12.0	15.0	11.0	8.0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	2.5	2.8	3.0	3.0
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	нет	нет	13.0	нет
5.5	Буревая скорость ветра, м/с				
6	Ротор				
6.1	Диаметр, м	1.8	0.91	1.35	2.4
6.2	Ометаемая поверх- ность, кв.м	2.54	0.65	1.43	4.52
6.3	Число лопастей	3	6	2	3
6.4	Материал лопасти	GFK, CFK	Нейлон		GPK
6.5	Скорость враще- ния, об/мин	90		600	0-500
6.6	Масса, включая оголовок, кг	70	10.5	32	4.0
7	Головка башни				
7.1	Масса без ротора, кг				100.0
7.2	Тип редуктора	Безредуктор- ный	Безредуктор- ный	Безредуктор- ный	Безредуктор- ный

Окончание табл. 2

7.3	Исполнительный механизм	Генератор	Генератор	Генератор	Генератор
7.3.1	Тип исполнительного механизма	Постоянные магниты	Постоянные магниты	Постоянные магниты	Постоянные магниты
7.3.2	Скорость вращения, об/мин	90		600	0-500
7.3.3	Приемник энергии	Аккумуляторная батарея	Аккумуляторная батарея	Аккумуляторная батарея	Аккумуляторная батарея, выпрямитель
7.3.4	Напряжение, В	24	12 / 24	12 / 24	24
8	Мачта				
8.1	Высота, м	4	2	7	6
8.2	Тип, конструкция	Мачта из трубы	Мачта из трубы	Мачта из трубы, с растяжками	Мачта из трубы
8.3	Масса, кг		7		50
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование числа оборотов	Микропроцессор	нет	Выход из-под ветра	нет
9.2	Ограничение мощности		Через регулятор	stall	Выход из-под ветра
9.3	Ориентация на ветер	Не зависит от направления ветра	Флюгер	Флюгер	Флюгер
9.4	Главный тормоз	Короткое замыкание генератора	Короткое замыкание генератора	Поворот в вертикальную плоскость, к.з. генератора	Короткое замыкание генератора
10	Общий вес, кг				

Таблица 3

1	Изготовитель	South west wind power	Moratec Elektro- Planungs- GmbH, (Германия)	Microwind GmbH, (Германия)	Windpower Enertec, (Германия)
2	Тип ВЭУ	AIR	VL300 Butterfly	Superwind	AIR
3	Цена (без НДС)		1150€	1100€	860€
4	Срок гарантии		2 года	2 года	3 года
5	Мощность, производительность				
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	0,3	0,3	0,35	0,4
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	12,5	11,0	12,5	12,5
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,7	3,5	3,6
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с		15	нет	нет
5.5	Буревая скорость ветра, м/с				
6	Ротор				
6.1	Диаметр, м	1,14	1,3	1,2	1,15
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	1,02	1,33	1,13	1,04
6.3	Число лопастей	3	3	3	3
6.4	Материал лопасти	Пластик	GFK	GFK	CFK
6.5	Скорость вращения, об/мин		300-1400	500-1300	2100
6.6	Масса, включая оголовок, кг		1,5	3,4	5,9
7	Головка башни				
7.1	Масса без ротора, кг		7	8	
7.2	Тип редуктора	Без редуктора	Безредукторный	Безредукторный	Безредукторный
7.3	Исполнительный механизм	Генератор	Генератор	Генератор	Генератор

Окончание табл. 3

7.3.1	Тип исполнительного механизма	Трехфазный бесщеточный	Постоянные магниты	Постоянные магниты	Постоянные магниты
7.3.2	Скорость вращения, об/мин		300-1400	500-1300	500-2100
7.3.3	Приемник энергии	Аккумуляторная батарея	Аккумуляторная батарея	Аккумуляторная батарея, выпрямитель	Аккумуляторная батарея
7.3.4	Напряжение, В	12 – 60	12 / 24 В	12 / 24 В	12 / 24 / 48 В
8	Мачта				
8.1	Высота, м		9	7	3
8.2	Тип, конструкция	Труба	Мачта из трубы	Труба специального изготовления	Мачта из трубы
8.3	Масса, кг				
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование числа оборотов	Электрический регулятор, pitch	нет	Изменением угла лопасти	Микропроцессор
9.2	Ограничение мощности	Уход из-под ветра	Вертикальный выход из-под ветра	pitch	
9.3	Ориентация на ветер	Флюгер	Флюгер	Флюгер	Флюгер
9.4	Главный тормоз		Короткое замыкание генератора	Короткое замыкание генератора	Короткое замыкание генератора
10	Общий вес, кг	6.0			

Таблица 4

1	Изготовитель	South west wind power	South west wind power	Atlantis – ing. Buro für Meb – und Regeltech, (Германия)
2	Тип ВЭУ	Wind seeker 502	Wind seeker 503	Atlantis WB 20
3	Цена (без НДС)	875€	1075€	3690€
4	Срок гарантии			2 года
5	Мощность, производительность			
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	0,5	0,5	0,6
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	13,4	13,4	10,0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	2,0	2,0	3,0
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	55	55	нет
5.5	Буревая скорость ветра, м/с	65	65	
6	Ротор			
6.1	Диаметр, м	1,52	1,52	2,0
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	1,8	1,8	3,14
6.3	Число лопастей	2	3	4
6.4	Материал лопасти	Алюминий	Алюминий	CFK
6.5	Скорость вращения, об/мин			600
6.6	Масса, включая оголовков, кг	9	9	1,3
7	Головка башни			
7.1	Масса без ротора, кг			34
7.2	Тип редуктора	Без редуктора	Без редуктора	Безредукторный
7.3	Исполнительный механизм	Генератор	Генератор	Генератор
7.3.1	Тип исполнительного механизма	Трехфазный бесщеточный	Трехфазный бесщеточный	Постоянные магниты

Окончание табл. 4

7.3.2	Скорость вращения, об/мин			600
7.3.3	Приемник энергии	Аккумуляторная батарея	Аккумуляторная батарея	Аккумуляторная батарея, насос, выпрямитель
7.3.4	Напряжение, В	12 или 24 постоянный ток	12 или 24 постоянный ток	12 / 24 / 48 В
8	Мачта			
8.1	Высота, м	7,6-14,3	7,6-14,3	6
8.2	Тип, конструкция	Труба	Труба	Мачта из трубы
8.3	Масса, кг			120
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование числа оборотов	Электрический регулятор	Электрический регулятор	нет
9.2	Ограничение мощности	Уход из-под ветра	Уход из-под ветра	Вертикальный выход из-под ветра
9.3	Ориентация на ветер	Флюгер	Флюгер	Флюгер
9.4	Главный тормоз			Ручной
10	Общий вес, кг			

Таблица 5

1	Изготовитель	Landmark Alternative Energien & Consulting, (Германия)	Sunset Energietechnik GmbH, (Германия)	Fortis Windenergy, (Германия)	Windpower Enertec, (Германия)
2	Тип ВЭУ	Inclin 600	Rutland FM 1803	Espada	H 40
3	Цена (без НДС)	1975€	1809€	2570€	2636€
4	Срок гарантии	2 года	2 года	1 год	
5	Мощность, производительность				
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	0.6	0.7	0.75	0.9
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	11.0	15.0	14.0	12.5
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	3.5	3.0	3.0	3.4
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	13	нет	нет	нет
5.5	Буревая скорость ветра, м/с				
6	Ротор				
6.1	Диаметр, м	2.0	1.8	2.2	2.1
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	3.14	2.55	3.8	3.46
6.3	Число лопастей	2	2	2	3
6.4	Материал лопасти	CFK	GFK	Эпоксидная смола	CFK
6.5	Скорость вращения, об/мин	800		0-900	
6.6	Масса, включая оголовок, кг	38	38.5	3.0	21
7	Головка башни				
7.1	Масса без ротора, кг			45.0	
7.2	Тип редуктора	Безредукторный	Безредукторный	Безредукторный	Безредукторный
7.3	Исполнительный механизм	Генератор	Генератор	Генератор	

Окончание табл. 5

7.3.1	Тип исполнительного механизма	Постоянные магниты	Постоянные магниты	Постоянные магниты	Постоянные магниты
7.3.2	Скорость вращения, об/мин	800		0-900	
7.3.3	Приемник энергии	Аккумуляторная батарея	Аккумуляторная батарея	Аккумуляторная батарея, насос, нагреватель	Аккумуляторная батарея, нагреватель
7.3.4	Напряжение, В	12 / 24 / 48 В	12 / 24 / 48 В	12 / 24 / 48 В	12 / 24 / 48 В
8	Мачта				
8.1	Высота, м	7		6	
8.2	Тип. конструкция	Мачта из трубы, растяжки		Мачта из трубы	
8.3	Масса, кг			50	
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование числа оборотов	Выход из-под ветра	нет	нет	Выход из-под ветра
9.2	Ограничение мощности	stall	Выход из-под ветра	Выход из-под ветра	
9.3	Ориентация на ветер	Флюгер	Флюгер	Флюгер	Флюгер
9.4	Главный тормоз	Поворот в вертикальную плоскость, к.з. генератора	Короткое замыкание генератора	Короткое замыкание генератора	Короткое замыкание генератора
10	Общий вес, кг				

Таблица 6

1	Изготовитель	Windpower Enertec, (Германия)	Fortis Windenergy, (Германия)	Landmark Alternative Energien & Consulting, (Германия)	Moratec Elektro- Planungs- GmbH, (Герма- ния)
2	Тип ВЭУ	Whisper H 80	Passaat	Inclin 1500 neo	ML 1500 Shark
3	Цена (без НДС)	4187€	3807€	2990€	3600€
4	Срок гарантии		1 год	2 года	2 года
5	Мощность, производительность				
5.1	Номинальная мощ- ность, кВт производительность, л/час	1.0	1.4	1.5	1.5
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	10.5	14.0	12.0	11.0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	3.1	2.5	3.5	3.7
5.4	Максимальная рабо- чая скорость ветра, м/с	нет	нет	14	15
5.5	Буревая скорость ветра, м/с				
6	Ротор				
6.1	Диаметр, м	3.0	3.12	2.86	3.2
6.2	Ометаемая поверх- ность, кв.м	7.07	7.65	6.42	8.0
6.3	Число лопастей	3	3	2	5
6.4	Материал лопасти	CFK	Эпоксидная смола	CFK	GFK
6.5	Скорость вращения, об/мин		0-750	800	180-500
6.6	Масса, включая оголо- вок, кг	30.0	14.0	42	8.0
7	Головка башни				
7.1	Масса без ротора, кг		56.0		40
7.2	Тип редуктора	Безредуктор- ный	Безредуктор- ный	Безредуктор- ный	Безредук- торный

Окончание табл. 6

7.3	Исполнительный механизм		Генератор	Генератор	Генератор
7.3.1	Тип исполнительного механизма	Постоянные магниты	Постоянные магниты	Постоянные магниты	Постоянные магниты
7.3.2	Скорость вращения, об/мин	500-2100	0-750	800	180-500
7.3.3	Приемник энергии	Аккумуляторная батарея, нагреватель	Аккумуляторная батарея, выпрямитель, насос, нагреватель	Аккумуляторная батарея, нагреватель, выпрямитель	Аккумуляторная батарея, выпрямитель
7.3.4	Напряжение, В	12 / 24 / 48	24 / 120	24 / 48 / 120 / 220	24 / 36 / 48
8	Мачта				
8.1	Высота, м		12, 18	7	12, 15, 21
8.2	Тип, конструкция		Мачта из трубы, растяжки	Мачта из трубы, растяжки	Мачта из трубы
8.3	Масса, кг		120		
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование числа оборотов	Выход из-под ветра	нет	Выход из-под ветра	нет
9.2	Ограничение мощности		Выход из-под ветра	stall	Вертикальный выход из-под ветра
9.3	Ориентация на ветер	Флюгер	Флюгер	Флюгер	Флюгер
9.4	Главный тормоз	Короткое замыкание генератора	Короткое замыкание генератора	Поворот в вертикальную плоскость, к.з. генератора	Короткое замыкание генератора
10	Общий вес, кг				

Таблица 7

1	Изготовитель	Windtechnik Geiger GmbH, Германия)	Windtechnik Geiger GmbH, (Германия)	Aes GmbH, (Германия)	Aquasolar Wasserentsalz & Umwelttechnol. AG, (Германия)
2	Тип ВЭУ	SG 280 S	SG 280 SK	AES X 2000	AS 2 Passat
3	Цена (без НДС)	3560€	4060€		
4	Срок гарантии	2 года	2 года	2 года	1 год
5	Мощность, производительность				
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	1.5	1.8	2.0	2.0
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	12.0	12.0	12.0	12.0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	2.5	1.5	3.0	3.5
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	12	12	нет	20.0
5.5	Буревая скорость ветра, м/с				
6	Ротор				
6.1	Диаметр, м	2.88	2.88	4.0	4.4
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	6.51	6.51	12.57	15.21
6.3	Число лопастей	3	3	3	3
6.4	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK, CFK	GFK, эпоксидная смола
6.5	Скорость вращения, об/мин	700	700		200
6.6	Масса, включая оголовок, кг	50	55	470	50.0
7	Головка башни				
7.1	Масса без ротора, кг	40	45		120

Окончание табл. 7

7.2	Тип редуктора	Круговой	Безредукторный	Зубчатый ремень	Ременная передача
7.3	Исполнительный механизм	Генератор	Генератор	Генератор	Генератор
7.3.1	Тип исполнительного механизма	Постоянные магниты с переключением полюсов	Постоянные магниты с переключением полюсов	Асинхронный с переключением полюсов	Постоянные магниты
7.3.2	Скорость вращения, об/мин		700		2000 – 3600
7.3.3	Приемник энергии	Аккумуляторная батарея, нагреватель, выпрямитель	Аккумуляторная батарея		Аккумуляторная батарея, насос, нагреватель, выпрямитель
7.3.4	Напряжение, В	24 / 48	12 / 24 / 48	400	24 / 48
8	Мачта				
8.1	Высота, м	12	12	4, 6	9
8.2	Тип, конструкция	Стальная труба коническая	Стальная труба коническая	Мачта из трубы	Стальная труба цилиндрическая на растяжках
8.3	Масса, кг				230
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование числа оборотов	Боковой флюгер	Датчик числа оборотов	Механический	нет
9.2	Ограничение мощности		Выход в вертикальную плоскость		Выход из-под ветра
9.3	Ориентация на ветер	Флюгер	Флюгер	Независим от направления ветра	Флюгер
9.4	Главный тормоз	Боковой флюгер. Выход из-под ветра.	Короткое замыкание генератора	Короткое замыкание генератора, ленточный тормоз	Боковой флюгер
10	Общий вес, кг				

Таблица 8

1	Изготовитель	Landmark Alternative Energien & Consulting, (Германия)	Moratec Elektro- Planungs- GmbH, (Германия)	Windtechnik Geiger GmbH, (Германия)	Windpower Enertec, (Германия)
2	Тип ВЭУ	Inclin 3000 neo	ML3000 Air	SG 400	H 175
3	Цена (без НДС)	4810€ без принадлеж- ностей	5100€	7802€	6347€
4	Срок гарантии	2 года	2 года	2 года	
5	Мощность, производительность				
5.1	Номинальная мощ- ность, кВт производительность, л/час	3,0	3,0	3,0	3,2
5.2	Номинальная ско- рость ветра, м/с	12,0	11,0	12,0	12,0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	3,5	3,7	2,0	3,1
5.4	Максимальная рабо- чая скорость ветра, м/с	14	15	12	нет
5.5	Буревая скорость ветра, м/с				
6	Ротор				
6.1	Диаметр, м	4,0	4,2	4,2	4,5
6.2	Ометаемая поверх- ность, кв.м	12,6	13,8	13,6	15,9
6.3	Число лопастей	2	3	3	2
6.4	Материал лопасти	CFK	GFK	GFK, эпоксид- ная смола	CFK
6.5	Скорость вращения, об/мин	475	160-450	300	
6.6	Масса, включая оголовок, кг	125	12	30	30,0
7	Головка башни				
7.1	Масса без ротора, кг		50	150	

7.2	Тип редуктора	Безредукторный	Безредукторный	Круговой	Безредукторный
7.3	Исполнительный механизм	Генератор	Генератор	Генератор	
7.3.1	Тип исполнительного механизма	Постоянные магниты	Синхронный	Постоянные магниты	Постоянные магниты
7.3.2	Скорость вращения, об/мин	475	160-450		500-2100
7.3.3	Приемник энергии	Аккумуляторная батарея, нагреватель, выпрямитель	Нагреватель, выпрямитель	Аккумуляторная батарея, нагреватель	Аккумуляторная батарея, нагреватель, насос
7.3.4	Напряжение, В	24 / 48 / 120 / 220	230	24 / 48 В или 48 / 96 В	24 / 36 / 48 В
8	Мачта				
8.1	Высота, м	9	12, 15, 21	12	
8.2	Тип, конструкция	Мачта из трубы на растяжках	Мачта из трубы	Стальная труба цилиндрическая	
8.3	Масса, кг			670	
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование числа оборотов	Выход из-под ветра	нет	Датчик числа оборотов	Выход из-под ветра
9.2	Ограничение мощности	stall	Выход в вертикальную плоскость		
9.3	Ориентация на ветер	Флюгер	Флюгер	Флюгер	Флюгер
9.4	Главный тормоз	Выход в вертикальную плоскость, к.з. генератора	Короткое замыкание генератора	Боковой флюгер	
10	Общий вес, кг				

Таблица 9

1	Изготовитель	Aquasolar Wasserentsalz & Umwelttechnol. AG, (Германия)	Atlantis – ing. Buro fur Meß – und Regeltech, (Германия)	Vergnet sa – department eolien, (Гер- мания)	Windtechnik Geiger GmbH, (Германия)
2	Тип ВЭУ	AS 5 Passat	Atlantis WX 50	Vergnet GEV 5/5	SG 500
3	Цена (без НДС)		14500€	11190€	10968€
4	Срок гарантии	1 год	2 года	1 года	
5	Мощность, производитель- ность				
5.1	Номинальная мощность, кВт производитель- ность, л/час	5.0	5.0	5.0	5.0
5.2	Номинальная ско- рость ветра, м/с	12.0	13.0	15.0	18.0
5.3	Стартовая ско- рость ветра, м/с	3.5	3.0	4.5	2.0
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	20.0	нет	60	18
5.5	Буревая скорость ветра, м/с				
6	Ротор				
6.1	Диаметр, м	6.8	5.0	5.0	5.5
6.2	Ометаемая повер- хность, кв.м	36.3	19.6	19.7	24.1
6.3	Число лопастей	3	2	2	3
6.4	Материал лопасти	GFK, эпоксид- ная смола	GFK	GFK	GFK
6.5	Скорость враще- ния, об/мин	200	250	259	260
6.6	Масса, включая оголовок, кг	80.0	6	90	300
7	Головка башни				
7.1	Масса без ротора, кг	120	200	320	220

Окончание табл. 9

7.2	Тип редуктора	Ременная передача	Безредукторный	Круговой	Круговой
7.3	Исполнительный механизм	Генератор	Генератор	Генератор	Генератор
7.3.1	Тип исполнительного механизма	Постоянные магниты	Постоянные магниты	Асинхронный	Постоянные магниты
7.3.2	Скорость вращения, об/мин	2000 – 3600	250	1500	1500
7.3.3	Приемник энергии	Аккумуляторная батарея, насос, нагреватель, выпрямитель	Аккумуляторная батарея, насос, нагреватель, выпрямитель		Аккумуляторная батарея, нагреватель, выпрямитель
7.3.4	Напряжение, В	48	230 / 400	400	50/100/200
8	Мачта				
8.1	Высота, м	15; 18	12; 18	12; 18	13
8.2	Тип, конструкция	Стальная труба цилиндрическая, на растяжках	Решетка	Трубная на растяжках	Стальная, коническая
8.3	Масса, кг	390	420	590	
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование числа оборотов	нет	нет	Механический	Установка угла лопасти
9.2	Ограничение мощности	Выход из-под ветра	Выход из-под ветра	stall	pitch
9.3	Ориентация на ветер	Флюгер	Флюгер	Флюгер	Флюгер
9.4	Главный тормоз	Боковой флюгер	Короткое замыкание генератора	Ручной	Поворот угла лопасти на 90°
10	Общий вес, кг				

Таблица 10

1	Изготовитель	Fortis Windenergy, (Германия)	Inventus GmbH, (Германия)	Inventus GmbH, (Германия)	Landmark Alternative Energien & Consulting, (Германия)
2	Тип ВЭУ	Montana	Inventus 6 SA	Inventus 6 NP	Inclin 6000 neo
3	Цена (без НДС)	8870€	21130€	21591€	8180€
4	Срок гарантии	1 год	3 год	3 год	2 года
5	Мощность, производительность				
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	5,6	6,0	1,5 / 6,0	6,0
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	14,0	10,5	11,0	12,0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	3,5	3,5	3,5
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	нет	нет	нет	14
5.5	Буревая скорость ветра, м/с				
6	Ротор				
6.1	Диаметр, м	5,0	6,0	6,0	4,0
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	19,6	28	28	12,6
6.3	Число лопастей	3	4	4	3
6.4	Материал лопасти	Эпоксидная смола	GFK/металлизация	GFK/металлизация	CFK
6.5	Скорость вращения, об/мин	0-450	80-140	80-125	500
6.6	Масса, включая оголовков, кг	30,0	53,0	53,0	155
7	Головка башни				
7.1	Масса без ротора, кг	170	274	272	
7.2	Тип редуктора	Безредукторный	Круговой	Круговой	Безредукторный

7.3	Исполнительный механизм	Генератор	Генератор	Генератор	Генератор
7.3.1	Тип исполнительного механизма	Постоянные магниты	синхронный бесщеточный, компандированный	Асинхронный с переключением полюсов	Постоянные магниты
7.3.2	Скорость вращения, об/мин	0-450	800-1500	1000 / 1500	500
7.3.3	Приемник энергии	Аккумуляторная батарея, выпрямитель насос, нагреватель	Аккумуляторная батарея, насос ???	Сеть	Аккумуляторная батарея, нагреватель, выпрямитель
7.3.4	Напряжение, В	24 / 48 / 120	400	400	48 / 220 В
8	Мачта				
8.1	Высота, м	12; 18; 24	6; 13; 19	6	9
8.2	Тип, конструкция	Мачта из трубы на растяжках	Мачта из трубы цилиндрическая, на растяжках	Мачта из трубы цилиндрическая на растяжках	Мачта из трубы на растяжках
8.3	Масса, кг	180	110	110	
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование числа оборотов	нет		механическая установка угла лопасти	Выход из-под ветра
9.2	Ограничение мощности	Выход из-под ветра	pitch	pitch	stall
9.3	Ориентация на ветер	Флюгер	Флюгер	Флюгер	Флюгер
9.4	Главный тормоз	Короткое замыкание генератора	Дисковый автоматический. Ручной	Дисковый тормоз автоматический, ручной	Уход в вертикальную плоскость. Короткое замыкание генератора
10	Общий вес, кг				

Таблица 11

1	Изготовитель	Aquasolar Wasserentsalz & Umwelttechnol. AG, (Германия)	Fortis Windenergy, (Германия)	Moratec Elektro- Planungs- GmbH, (Германия)	Vergnet sa – department eolien, (Германия)
2	Тип ВЭУ	AS 10 Passat	Alize	ML 10 Eko	Vergnet GEV 10/20
3	Цена (без НДС)		32455€	16400€	29980€
4	Срок гарантии	1 год	3 год	2 года	1 год
5	Мощность, производитель- ность				
5.1	Номинальная мощность, кВт производитель- ность, л/час	10.0	10.0	10.0	20
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	12.0	12.0	11.0	16.0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	3.5	3.0	3.7	4.5
5.4	Максималь- ная рабочая скорость ветра, м/с	24.0	нет	15	60
5.5	Буревая ско- рость ветра, м/с				
6	Ротор				
6.1	Диаметр, м	9.0	7.0	6.2	10.0
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	63.6	38.5	30.1	78.5
6.3	Число лопастей	3	3	3	2
6.4	Материал лопасти	GFK, эпоксидная смола	Эпоксидная смола	GFK	GFK
6.5	Скорость вра- щения, об/мин	200	0-350	60-180	139

6.6	Масса, включающая оголовок, кг	90,0	45,0	60	140
7	Головка башни				
7.1	Масса без ротора, кг	120	420,0	420	480
7.2	Тип редуктора	Ремень	Безредукторный	Безредукторный	Круговой
7.3	Исполнительный механизм	Генератор	Генератор	Генератор	Генератор
7.3.1	Тип исполнительного механизма	Постоянные магниты	Постоянные магниты	Постоянные магниты	Асинхронный
7.3.2	Скорость вращения, об/мин	2000 – 3600	0-350	60-180	1500
7.3.3	Приемник энергии	Аккумуляторная батарея, насос, нагреватель, выпрямитель	Аккумуляторная батарея, насос, нагреватель, выпрямитель	Нагреватель, выпрямитель	Аккумуляторная батарея
7.3.4	Напряжение, В	48 / 72 В	120 – 240 В	230/400 В	400 / 690 В
8	Мачта				
8.1	Высота, м	18; 24	18; 24	16; 22	18; 24; 30
8.2	Тип, конструкция	Стальная труба цилиндрическая, на растяжках	Мачта из трубы на растяжках	Труба специального изготовления	Трубная
8.3	Масса, кг	470	540	980	1480
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование числа оборотов	нет	нет		Механический
9.2	Ограничение мощности	Выход из-под ветра	Выход из-под ветра	pitch	stall
9.3	Ориентация на ветер	Флюгер	Флюгер	Флюгер	Флюгер
9.4	Главный тормоз	Боковой флюгер	Короткое замыкание генератора	Дисковый	Дисковый
10	Общий вес, кг				

Таблица 12

1	Изготовитель	Fuhrlander Aktiengesellschaft	Atlantic orient wind systems	Vergnet sa – department Eolien
2	Тип ВЭУ	Fuhrlander FL 30	AOC 15/50	Vergnet gev 15/60
3	Цена (без НДС)			78600€
4	Срок гарантии	5 лет		1 год
5	Мощность, производительность			
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	6/30	50,0	60
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	12,0	12,0	15,0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	3,8	5,0
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	25	25	20
5.5	Буревая скорость ветра, м/с		59,5	
6	Ротор			
6.1	Диаметр, м	13,0	15	15
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	133	177	177
6.3	Число лопастей	3	3	2
6.4	Материал лопасти	Эпоксидная смола, GFK, CFK	Эпоксидная смола, дерево	GFK
6.5	Скорость вращения, об/мин	47/70	62	92
6.6	Масса, включая оголовок, кг	500		800
7	Головка башни			
7.1	Масса без ротора, кг	1000	2404 (с ротором)	1500
7.2	Тип редуктора	комбинированный/планетарный	Планетарный	Планетарный
7.3	Исполнительный механизм	Генератор	Генератор	Генератор
7.3.1	Тип исполнительного механизма	Асинхронный	Индукторный трехфазный	Асинхронный

Окончание табл. 12

7.3.2	Скорость вращения, об./мин	1030/1540	1500	1500
7.3.3	Приемник энергии		Сеть	
7.3.4	Напряжение, В	400	400	400/690
8	Мачта			
8.1	Высота, м	27.0	24.4	30/40
8.2	Тип, конструкция		Решетка	
8.3	Масса, кг	3000	3007	4000/6000
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование числа оборотов	stall	pitch	stall
9.2	Ограничение мощности			
9.3	Ориентация на ветер			
9.4	Главный тормоз		Поворот лопастей	
10	Общий вес, кг		5411	

**Технико-экономические характеристики
ВЭУ малой мощности отечественного производства**

1	Изготовитель	Рыбинский завод приборостроения, г. Рыбинск	Рыбинский завод приборостроения, г. Рыбинск	Рыбинский завод приборостроения, г. Рыбинск
2	Тип ВЭУ	Водолей	Водолей – 2	ВЕТЭН – 0,16
3	Цена (без НДС), тыс. руб.	5,3	12,7	8,8 – 16,9
4	Срок гарантии			
5	Мощность, производительность			
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час			0,16
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с			
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,0	3,5
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	25,0	25,0	25,0
5.5	Буревая скорость ветра, м/с			40
6	Ротор			
6.1	Диаметр, м	1,2	1,5	1,6
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	2,26	3,53	4,02
6.3	Число лопастей	12	12	3
6.4	Материал лопасти			
6.5	Скорость вращения, об/мин			
6.6	Масса, включая оголовок, кг			
7	Головка башни			
7.1	Масса без ротора, кг			
7.2	Тип редуктора			
7.3	Исполнительный механизм			

Окончание табл.

7.3.1	Тип исполнительного механизма			
7.3.2	Скорость вращения, об/мин			
7.3.3	Приемник энергии			
7.3.4	Напряжение, В			12 или 220
8	Мачта			
8.1	Высота, м	4	5,6	4,5
8.2	Тип, конструкция			
8.3	Масса, кг			
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование числа оборотов			
9.2	Ограничение мощности			
9.3	Ориентация на ветер	хвостовой руль	хвостовой руль	хвостовой руль
9.4	Главный тормоз			
10	Общий вес, кг	86	203	58

1	Изготовитель	НИЦ "Виндэк", завод "Агрегат-Привод"
2	Тип ВЭУ	ВЭУ 0,2
3	Цена (без НДС), тыс. руб.	19,5
4	Срок гарантии	
5	Мощность, производительность	
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	0,2
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	8,0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	40,0
5.5	Буревая скорость ветра, м/с	
6	Ротор	
6.1	Диаметр, м	2 x 0,8
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	2
6.3	Число лопастей	1
6.4	Материал лопасти	
6.5	Скорость вращения, об/мин	1500
6.6	Масса, включая оголовок, кг	
7	Головка башни	
7.1	Масса без ротора, кг	
7.2	Тип редуктора	
7.3	Исполнительный механизм	
7.3.1	Тип исполнительного механизма	
7.3.2	Скорость вращения, об/мин	
7.3.3	Приемник энергии	
7.3.4	Напряжение, В	12 или 220
8	Мачта	
8.1	Высота, м	6
8.2	Тип, конструкция	
8.3	Масса, кг	
9	Система регулирования	
9.1	Регулирование числа оборотов	
9.2	Ограничение мощности	

Окончание табл.

9.3	Ориентация на ветер	хвостовой руль
9.4	Главный тормоз	
10	Общий вес, кг	

1	Изготовитель	Рыбинский завод приборостроения, г.Рыбинск	НИЦ "Виндэк", завод "Агрегат-Привод"	ГМКБ "Радуга"
2	Тип ВЭУ	Щексна – 1	ВЭУ 05	Радуга 001
3	Цена (без НДС)	70,2	39	83,2
4	Срок гарантии			
5	Мощность, производительность			
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	0,5	0,5	1,0
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	8,0	8,5	7,1
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,0	3,6
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	30,0	40,0	25
5.5	Буревая скорость ветра, м/с	40		60
6	Ротор			
6.1	Диаметр, м		2 x 0,8	4,8
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м		2	36,17
6.3	Число лопастей		1	3
6.4	Материал лопасти			
6.5	Скорость вращения, об/мин		650	200
6.6	Масса, включая оголовок, кг			
7	Головка башни			
7.1	Масса без ротора, кг			
7.2	Тип редуктора			
7.3	Исполнительный механизм			
7.3.1	Тип исполнительного механизма			
7.3.2	Скорость вращения, об/мин			
7.3.3	Приемник энергии			
7.3.4	Напряжение, В	48; 230	220	12; 24
8	Мачта			
8.1	Высота, м			8
8.2	Тип, конструкция			

Окончание табл.

8.3	Масса, кг			
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование числа оборотов			
9.2	Ограничение мощности			
9.3	Ориентация на ветер	хвостовое оперение	хвостовой руль	самоориентация
9.4	Главный тормоз			
10	Общий вес, кг		60	270

1	Изготовитель	Рыбинский завод приборостроения, г. Рыбинск	НИЦ "Виндэк", завод "Агрегат-Привод"
2	Тип ВЭУ	Шексна – 2	ВЭУ-1
3	Цена (без НДС)	106,6	77,7
4	Срок гарантии		
5	Мощность, производительность		
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	1,0	1,0
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	8,0	7,0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,0
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	30,0	40,0
5.5	Буревая скорость ветра, м/с	40	
6	Ротор		
6.1	Диаметр, м		2х(1,5-2,25)
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м		7,06-15,9
6.3	Число лопастей		1
6.4	Материал лопасти		
6.5	Скорость вращения, об/мин		450
6.6	Масса, включая оголовок, кг		
7	Головка башни		
7.1	Масса без ротора, кг		
7.2	Тип редуктора		
7.3	Исполнительный механизм		
7.3.1	Тип исполнительного механизма		
7.3.2	Скорость вращения, об/мин		
7.3.3	Приемник энергии		
7.3.4	Напряжение, В		220
8	Мачта		
8.1	Высота, м		10
8.2	Тип, конструкция		
8.3	Масса, кг		
9	Система регулирования		
9.1	Регулирование числа оборотов		

Окончание табл.

9.2	Ограничение мощности		
9.3	Ориентация на ветер	хвостовое оперение	хвостовой руль
9.4	Главный тормоз		
10	Общий вес, кг		60

1	Изготовитель	ООО "Специальное КБ "Спецремтекс"	НПГ "Сайнмаш"
2	Тип ВЭУ	ВЭУ-1500	SW-2/5
3	Цена (без НДС), тыс. руб.		
4	Срок гарантии		
5	Мощность, производительность		
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	1.5	2
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	12.0	3.1
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	2.5	3.2
5.4	Максимальная рабочая ско- рость ветра, м/с	42.0	25
5.5	Буревая скорость ветра, м/с	42	60
6	Ротор		
6.1	Диаметр, м	3.12	45
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	15.3	
6.3	Число лопастей	2	3
6.4	Материал лопасти		
6.5	Скорость вращения, об/мин	600	100-160
6.6	Масса, включая оголовок, кг		270
7	Головка башни		
7.1	Масса без ротора, кг		
7.2	Тип редуктора		
7.3	Исполнительный механизм		
7.3.1	Тип исполнительного механиз- ма		
7.3.2	Скорость вращения, об/мин		
7.3.3	Приемник энергии		
7.3.4	Напряжение, В	30-130	220
8	Мачта		
8.1	Высота, м	12 (7.5)	12
8.2	Тип, конструкция		труба
8.3	Масса, кг		
9	Система регулирования		

Окончание табл.

9.1	Регулирование числа оборотов		
9.2	Ограничение мощности		
9.3	Ориентация на ветер	хвостовой руль	хвостовой руль
9.4	Главный тормоз		
10	Общий вес, кг	222	

1	Изготовитель	НПК "Ветроток", г. Екатеринбург	НПО "ЭлектроСфера", г. Санкт-Петербург
2	Тип ВЭУ	ВЭУ-5-4	БРИЗ-5000
3	Цена (без НДС), тыс. руб.	104	
4	Срок гарантии		
5	Мощность, производительность		
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	4,2	5,0
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с		15
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	4,0	2,5
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	25,0	40,0
5.5	Буревая скорость ветра, м/с		50
6	Ротор		
6.1	Диаметр, м	5	4,2
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	39,25	27,7
6.3	Число лопастей	24	3
6.4	Материал лопасти		
6.5	Скорость вращения, об/мин	160	
6.6	Масса, включая оголовков, кг		
7	Головка башни		
7.1	Масса без ротора, кг		
7.2	Тип редуктора		
7.3	Исполнительный механизм		
7.3.1	Тип исполнительного механизма		
7.3.2	Скорость вращения, об/мин		
7.3.3	Приемник энергии		
7.3.4	Напряжение, В	24; 220	200-230
8	Мачта		
8.1	Высота, м	9	
8.2	Тип, конструкция		
8.3	Масса, кг		
9	Система регулирования		

Окончание табл.

9.1	Регулирование числа оборотов		
9.2	Ограничение мощности		
9.3	Ориентация на ветер	хвостовое оперение	хвостовой руль
9.4	Главный тормоз		
10	Общий вес, кг	1100	

1	Изготовитель	ГМКБ "Радуга", г. Дубна	Рыбинский завод приборостроения, г. Рыбинск
2	Тип ВЭУ	Радуга 001	ВТН8-8
3	Цена (без НДС)	702	442
4	Срок гарантии		
5	Мощность, производительность		
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	8,0	8,0
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	7,8	
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	4,5	3,5
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	25	25,0
5.5	Буревая скорость ветра, м/с	60	50
6	Ротор		
6.1	Диаметр, м	10	8,45
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	157	112,1
6.3	Число лопастей	3	2
6.4	Материал лопасти		
6.5	Скорость вращения, об/мин	85	
6.6	Масса, включая оголовок, кг		
7	Головка башни		
7.1	Масса без ротора, кг		
7.2	Тип редуктора		
7.3	Исполнительный механизм		
7.3.1	Тип исполнительного механизма		
7.3.2	Скорость вращения, об/мин		
7.3.3	Приемник энергии		
7.3.4	Напряжение, В	380; 220	230/400
8	Мачта		
8.1	Высота, м	9,5	12,3
8.2	Тип, конструкция		
8.3	Масса, кг		
9	Система регулирования		
9.1	Регулирование числа оборотов		

Окончание табл.

9.2	Ограничение мощности		
9.3	Ориентация на ветер	самоориентация	вендроза
9.4	Главный тормоз		
10	Общий вес, кг	1700	1150

1	Изготовитель	НПК "Ветроток", г. Екатеринбург	НПО "ЭлектроСфера", г. Санкт-Петербург
2	Тип ВЭУ	ВЭУ-16	Муссон – Ф30
3	Цена (без НДС)	442	
4	Срок гарантии		
5	Мощность, производительность		
5.1	Номинальная мощность, кВт производительность, л/час	16,0	30,0
5.2	Номинальная скорость ветра, м/с	17,5	12,0
5.3	Стартовая скорость ветра, м/с	5,0	3,0
5.4	Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	25,0	25,0
5.5	Буревая скорость ветра, м/с		30
6	Ротор		
6.1	Диаметр, м	6,5	11
6.2	Ометаемая поверхность, кв.м	66,3	190
6.3	Число лопастей	2	3
6.4	Материал лопасти		
6.5	Скорость вращения, об/мин	153	
6.6	Масса, включая оголовок, кг		
7	Головка башни		
7.1	Масса без ротора, кг		
7.2	Тип редуктора		
7.3	Исполнительный механизм		
7.3.1	Тип исполнительного механизма		
7.3.2	Скорость вращения, об/мин		
7.3.3	Приемник энергии		
7.3.4	Напряжение, В	220/380	380
8	Мачта		
8.1	Высота, м	10	26
8.2	Тип, конструкция		
8.3	Масса, кг		
9	Система регулирования		

Окончание табл.

9.1	Регулирование числа оборотов		
9.2	Ограничение мощности		
9.3	Ориентация на ветер	хвостовой руль	самоориентация
9.4	Главный тормоз		
10	Общий вес, кг	1400	9000

Обобщенные шумовые данные ветроагрегатов средней мощности

Производитель	Марка ВЭУ	Мощность, кВт	Уровень звуковой мощности у основания башни, дБ	Расстояние на котором уровень звукового давления равен 45дБ
Bonus Energy A/S	150 kW MK III	150	93,9*	100
	KOMBI 300 kW	300	95,8*	125
	450 kW MK III	450	97,7*	155
Carter Wind Turbines	CWT Model 300	300	102,0*	
Enerkon	E-40/500	500	98,7*	
The Fuhrlander	AstOs 100	100	95,0*	
	AstOs 500	250	98,0*	
GET	GETDANWIN27	225	98,0*	
Kano Rotor	KanoRotor 30 kW	30	87,0*	
H.J.Krogmann	Krogmann 15/50	50	96,0*	
Lagerwey	Lagerwey 18/80	80	91,0*	
	Lagerwey 27/250	250	98,7*	
MADE	MADE AE-30	330	57,0*	
MICON A/S	M570-200/40kW	200	97,0*	145
	M700-225/40kW	225	96,9*	
	M530-250/50kW	250	95,9*	126
	M750-400/100kW	400	99,8*	190
	M1500-600/150kW	600	99,9*	
Nedwind	Nedwind 25	250	95,0*	
	Nedwind 40	500	97,5**	
Nordex Energy A/S	Nordex 150 kW	150	99,0	177
Nordtank Energy Group	NTK 150/25	150	97,8 (94,9*)	145
	NTK 300/31	300	98,4*	166
	NTK 500/37	500	98,7 (99,7*)	171
Seewind	Seewind 20/100	110	95,4*	
Sudwind	Sudwind N 3127	270	99,5*	
TACKE	TW 600	600	99,0*	

Окончание табл.

Производитель	Марка ВЭУ	Мощность, кВт	Уровень звуковой мощности у основания башни, дБ	Расстояние на котором уровень звукового давления равен 45дБ
Vestas Wind Systems A/S	V27-225 kW	225	97,0*	140
	V29-225 kW	225	97,8*	
	V39-500 kW	500	97,8*	210
Vergnet	GEV 7.10	10	51,0*	
	GEV 10.25	25	54,0*	
Wind World A/S	W-2700/150	150	96,8*	143
	W-2800/150	150	95,0	114
	W-2500/220	220	98,0*	
	W-3700/500	500	99,7*	190
Wincon West Wind A/S	W200/26	200	99,6 (95,3*)	194
WindMaster	MW 300/25	300	99,0*	
Wind Energy group	NS3-400H	400	101,5*	
Wind Technik Nord	WTN 200/26	200	98,0*	
	WTN 500/37	500	100,0*	
Zephyr Energy	Zephyr WTS28.250	250	94,0*	

* – замеры производились при скорости ветра 8 м/с.

** – замеры производились при скорости ветра 7 м/с.

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука, эквивалентные и максимальные уровни звука проникающего шума в помещениях жилых и общественных зданий и шума на территории жилой застройки в соответствии с санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.562-96

№ пп	Вид трудовой деятельности, номери, рабочее место	Время суток	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквива- лентные уровни звука (в дБА)	Макси- мальные уровни звука L _{Amax} , дБА
			31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1.	Палаты больниц и са- наториев, операционные больниц	с 7 до 23 ч. с 23 до 7 ч.	76 69	59 51	48 39	40 31	34 24	30 20	27 17	25 14	23 13	50 40
2.	Кабинеты врачей поли- кlinik, амбулаторий, диспансеров, больниц, санаториев		76	59	48	40	34	30	27	25	23	50
3.	Классные помещения, учебные кабинеты, учительские комнаты, аудитории школ и дру- гих учебных заведений, конференцзалы, читаль- ные залы библиотек		79	63	52	45	39	35	32	30	28	55

Продолжение табл.

№ пп	Вид трудовой деятельности, номери, рабочее место	Время суток	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквива- лент- ные уровни звука (в дБА)	Макси- мальные уровни звука LAmax, дБА
			31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
4.	Жилые комнаты квар- тир, жилые помещения домов отдыха, пансион- тов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, спальные помещения в детских дошкольных учреждени- ях и школах-интернатах	с 7 до 23 ч. с 23 до 7 ч.	79 72	63 55	52 44	45 35	39 29	35 25	32 22	30 20	28 18	55 45
5.	Номера гостиниц и жи- лые комнаты общежитий	с 7 до 23 ч. с 23 до 7 ч.	83 76	67 59	57 48	49 40	44 34	40 30	37 27	35 25	33 23	60 50
6.	Залы кафе, ресторанов, столовых		90	75	66	59	54	50	47	45	44	70
7.	Торговые залы мага- зинов, пассажирские залы аэропортов и вок- залов, приемные пункты предприятий бытового обслуживания		93	79	70	63	59	55	53	51	49	75

Продолжение табл.

№ пп	Вид трудовой деятельности, номери, рабочее место	Время суток	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквива- лентные уровни звука (в дБА)	Максимальные уровни звука LAmax, дБА
			31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
8.	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям больниц и санаториев	с 7 до 23 ч. с 23 до 7 ч.	83 76	67 59	57 48	49 40	44 34	40 30	37 27	35 25	33 23	60 50
9.	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек	с 7 до 23 ч. с 23 до 7 ч.	90 83	75 67	66 57	59 49	54 44	50 40	47 37	45 35	44 33	70 60
10.	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий	с 7 до 23 ч. с 23 до 7 ч.	93 86	79 78	70 61	63 54	59 49	55 45	53 42	51 40	49 39	75 65

Окончание табл.

№ пп	Вид трудовой деятельности, ностр., рабочее место	Время суток	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквива- лент- ные уровни звука (в дБА)	Макси- мальные уровни звука LAmax, дБА	
			31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000			8000
11.	Площадки отдыха на территории больниц и санаториев		76	59	48	40	34	30	27	25	23	35	50
12.	Площадки отдыха на территории микрорайонов и групп жилых домов, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, площадки детских дошкольных учреждений, школ и др. учебных заведений		83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60

(Источник: Санитарные нормы СН 2.2.4 / 2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»)

**К вопросу об устойчивости ветроустановок к штормовому ветру.
Буревая скорость ветра $V_{\text{бур}}$ по данным испытателей прототипов.**

Тип ветроустановки (фирма)	Страна, в кото-рой про- изво-дится вет- роуста-новка	Мощность, кВт	Буревая скорость, м/с (высота башни, м)
Fuhrlander FL250	Германия	50 / 250	67 (42)
WERGNET GEV MP	Франция	250-275	85 (50)
ENERCON E-30 / 3.30	Германия	300	н.д.
S.33 (Suzlon)	Германия	100 / 350	67 (50)
AN BONUS 600 kW / 44-3	Германия	120 / 600	55 (42,3; 50; 55; 58)
DeWind D4 / 600 kW	Германия	600	49,1 (60)
ENERCON E-40 / 6.44	Германия	600	н.д.
PWE 650	Германия	600	48,8 (49); 49,4 (74)
RE power	Германия	120 / 600	65,1 (50)
ECOTECNIA 44	Испания	640	70 (35)
ECOTECNIA 48	Испания	750	59,3 (45)
RE power 48 / 750	Германия	150 / 750	65,1 (50)
Fuhrlander FL 800	Германия	200 / 800	55 (60)
NORDEX N50	Германия	200 / 800	65,1 (50); 55,3 (70)
Vestas V52 / 850 kW	Германия	850	56,3 (65); 49,4 (74) 50,2 (86)
GE Wind Energy 900s	Германия	900	59,5 (46,4)
NM 52 / 900 (MICON)	Германия	200 / 900	59,5 (61,5)
AN BONUS 1 MW / 54	Германия	200 / 1000	55 (50-60-70)
DeWind D6 / 1000 kW	Германия	1000	50,5 (68,5)
ENERCON E-58 / 10.58	Германия	1000	н.д.
Fughrlander FL1000	Германия	250 / 1000	50 (70)
NM 60 / 1000 (MICON)	Германия	250 / 1000	54,4 (70)
S.60 (Suzlon)	Германия	250 / 1000	67 (60)
Win Wind WWD-1	Финляндия	1000	59 (56)
DeWind D6 / 62-1,25 MW	Германия	1250	61,9 (65)
De Wind D6 / 64-1,25 MW	Германия	1250	53,8 (68)
ECOTECNIA 62	Испания	1250	70 (60)
S64 (Suzlon)	Германия	250 / 1250	67 (60)

Окончание табл.

Тип ветроустановки (фирма)	Страна, в кото-рой про- изво-дится вет- роуста-новка	Мощность, кВт	Буревая скорость, м/с (высота башни, м)
AN BONUS 1.3 MW / 62	Германия	250 / 1300	55 (60-68-80-90)
NORDEX N60	Германия	250 / 1300	61,5 (60); 50,1 (85)
NORDEX N62	Германия	250 / 1300	55,3 (60) 49 (69 м)
Funrlander FL MD 70	Германия	1500	56 (65)
Fuhrlander FL MD 77	Германия	1500	51,6 (61,5)
GEWE 1.55 (Gen.Elec)	Германия	1500	59,5 (64,7)
GE Wind Energy 1.5sl	Германия	1500	52,0 (61,4)
NM 64C / 1500 (MICON)	Германия	400 / 1500	59,5 (68)
NM 72C / 1500 (MICON)	Германия	400 / 1500	50,9 (64)
NM 82C / 1500 (MICON)	Германия	900 / 1500	51,5 (94,6)
SÜDWIND S70 (NORDEX)	Германия	1500	56,3 (65)
SÜDWIND S77 (NORDEX)	Германия	1500	52 (65)
PWE 1570	Германия	1500	56,3 (63)
PWE 1577	Германия	1500	51 (59)
RE power MD 70	Германия	1500	56 (65)
RE power MD 77	Германия	1500	51,6 (61)
ECOTECNIA 77	Испания	1670	55 (60)
ECOTECNIA 80	Испания	1670	н.д.
Vestas V66 / 1.75 MW	Германия	1750	55,8 (60); 57,4 (78)
ENERCON E66 / 18.70	Германия	1800	н.д.
AN BONUS 2MW / 76	Германия	400 / 2000	55 (60-80-90)
DEWind D8 / 2,0MW	Германия	2000	57,4 (80)
RE power MM 70	Германия	2000	65 (65)
RE power MM 82	Германия	2000	н.д.
Vestas V80 / 2,0 MW	Германия	2000	48,7 (60); 51 (100)
AN BONUS 2.3. MW / 82	Германия	400 / 2300	55 (80-90-100)
NORDEX N 90	Германия	2300	57,6 (80)
NORDEX N 80	Германия	2500	70 (60)
NM 92 / 2750 (MICON)	Германия	2750	58 (74,7)
GE Wind Energy 3.6s offshore	Германия	3600	70

Наиболее употребляемые термины ветровой энергетики

Английский English	Немецкий Deutsch	Русский
upon request	auf Anfrage	по запросу
included	inklusive	включен
years	Jahre	годы
revolution per minute	Umdrehungen pro Minute	обороты в минуту
epokcid resin	Epoxydharz	эпоксидная смола
glass reinforced plastics (GRP)	Glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK)	стекловолокнистый пластик
carbon fibre reinforeed plastics (GFRP)	Kohlefaserverstärkte Kunststoffe (CFK)	углеволокнистый пластик
wood epoxy	wood-epoxy	деревоэпоксидные
lightning protection system	Blitzschutzsystem	система молниезащиты
semi-integrated	teilintegriert	частично (полу) составной
separate	autgelöst	отдельный
combined	kombiniert	комбинированный
spur gear	Stirnradgetriebe	
planetary gear	Planetengetriebe	планетарный редуктор
gearless	getriebeles	безредукторный
synchronous	synchron	синхронный
ring generator	Riggenerator	кольцевой генератор
permanent magnet	Permanentmagnet	постоянный магнит
asynchronous	asynchron	асинхронный
pole-switchable	polumschaltbar	с переключением – полюсов
double fed induction	doppelfespeist	с двойным питанием
liquid-cooled	flüssig keitsgekühlt	охлажденный жидкостью
direct	direct	постоянный (прямой)
via converter	über Umrichter	через выпрямитель
electronic line synchronisation	elektronische Netzsynchronisation	автоматическая синхронизация с сетью с помощью электронных систем
power inverter	Wechselrichter	силовой инвертор
thyristors	Thyristoren	тиристоры
fixed	starr	звезда (соединение обмоток)

Продолжение табл.

Английский English	Немецкий Deutsch	Русский
two-step	zweistufig	двойная ступень
three-step	dreistufig	тройная ступень
pulse-width modulated IGBT inverter	puls weitenmodulierter IGBT-Umrichter	пульсирующий широкополосный модулятор IGBT инвертора
variable via microprocessor	variabel über Mikroprozessor	изменяемый микропроцессором
disk brake	Scheibenbremse	дисковой тормоз
blade pitch control	Blattwinkelverstellung	управление поворотом лопастей
individual blade pitch control	Einzel-Blattwinkelverstellung	индивидуальный привод каждой лопасти
blade tip control	Blattspitzenverstellung	управление конечной частью лопастей (наконечником)
electric gear motor	elektrischer Gefriebemotor	электрический двигатель поворота
hydraulic gear motor	hydraulischer Gefriebemotor	гидравлический двигатель поворота
load-dependant damping	lastabhängige Dämpfung	торможение нагрузкой
lattice tower	Gitterturm	решётчатая башня
concrete tower	Betonturm	бетонная башня
steeltubular tower	Stahlrohrturm	стальная коническая башня
cylindrical	zylindrisch	цилиндрический
conical	konisch	конусный
double conical	doppelt konisch	двойной конус
galvanised	verzinkt	гальванизированный
coated	beschichtet	покрытый
multi-layered paint design	mehrschichtiger Farbaufbau	многослойное покрытие
painted	gestrichen	окрашенный
type approved	typengeprüft	прошедший типовое испытание
not specified (n.s.)	keine Angabe (k.A.)	не определенный
commissioned	beauftragt	включенный в работу
miscellaneous	diverse	смешанный, разнообразный
view in measurement results	siehe Messergebnisse	с точки зрения результатов измерения
equivalent	gleichwertig	эквивалентный, подобный

Продолжение табл.

Английский English	Немецкий Deutsch	Русский
available	liegt vor	полезный, пригодный
anticipated	erwartet	ожидаемый
price (excl. VAT)	priese (ohne MWSt)	цена без НДС
turbina	Anlage	турбина
delivery	Anlieferung	доставка, поставка
assembly	Montage	монтаж
remote date control	Datenfernüberwachung	дистанционное управление
maintenance	Wartungsvertrag	техобслуживание
warranty	Gewährleistungszeit	гарантия, гарантийный срок
Power	Leistung	мощность
rated power	Nennleistung	номинальная мощность
rated wind speed	Nenn wind geschwindigkeit	номинальная скорость ветра
cut-in wind speed	Einschaltwindgeschwindigkeit	стартовая скорость ветра
cut-out wind speed	Abschaltwindgeschwindigkeit	скорость ветра, при которой установка отключается
Rotor	Rotor	ротор (ветроколесо)
diameter	Durchmesser	диаметр
swept area	Überstrichene Fläche	ометаемая поверхность
number of blades	Blattzahl	число лопастей
rotor speed	Drehzahl	скорость вращения ротора (число оборотов)
weight incl. hub	masse incl. Nabe	вес, включая оголовок
type	Typenberechnung, Bauart	тип
material	Material	материал
manufachurer	Hersteller	изготовитель
Nacelle	Gondel	кабина (гондола)
design	Aufbau	дизайн, общие принципы конструкции
weight (without rotor)	Masse (ohne Rotor)	вес, без ротора
gear box	Getriebe	редуктор
stages	Stufen	ступень
ratio	Übersetzung	коэффициент передачи
manufacturer	Hersteller	изготовитель

Продолжение табл.

Английский English	Немецкий Deutsch	Русский
Generator	Generator	генератор
type	Bauart	тип
number	Anzahl	количество, номер
Speed	Drehzahl	скорость вращения
voltage	Spannung	напряжение
grid connection	Netzaufschaltung	подключенный к сети
Control and Protection system	Regel-und Sicherheitssystem	система управления и защиты
power limitation	Leistungsbegrenzung	ограничение мощности
speed control	Drehzahlregelung	регулирование скорости вращения
main brake	Hauptbremse	главный тормоз
secoud brake system	Bremsystem	вторичная система торможения
yaw control system	Windrichtungsnachführung	система управления поворотом
manuf. of control system	Hersteller der Steuerung	изготовитель системы управления
tower	Turn	башня
hub height	Nabenhöhe	высота оголовка
weight	Masse	вес
corrosion protection	Korrosionsschutz	защита от коррозии
reference energy yield	Referenzerträge	прогнозируемая (расчетная) выработка энергии
power curve	Leistungskennlinie	характеристика мощности
sound power level	Schallleistungspegel	уровень звуковой мощности
electrical chracteristics	Electrische Eigenschaften	электрические характеристики
type appoval	Typenprüfung	тип испытаний
survival wind Speed	Überlebenswindgeschindigkeit	буревая скорость ветра
miscellaneous	Sonstiges	смешанный
references	Referenzen	ссылка, справка, литература
guideline	Richtlinie	руководящее указание

Окончание табл.

Английский English	Немецкий Deutsch	Русский
penalty for tonaliti	Tonhaltigkeitszuschlag	поправка на тоналѣностѣ
penalty for impulse	Impulschaltigkeitszuschlag	поправка на импульсностѣ
power peek	leistungsspitze	пиковая мощностѣ
power factor	leistungsfactor	КПД
apparent power	Scheinleistung	кажущаяся мощностѣ
flicker	Flicker	фликкер
remark	Bemerkungen	примечание

Список использованной литературы:

1. Секторов В.Р. Балаклавская опытная ветроэлектрическая станция «Электричество», 1933 г. № 2 и № 19
2. Секторов В.Р. Ветроэлектрическая установка мощностью 25 кВт с дизельным резервом, «Механизация и электрификация сельского хозяйства», 1957, № 2.
3. В.Н. Андрианов, Д.Н. Быстрицкий, К.П. Вашкевич, В.Р. Секторов «Ветроэлектрические станции». Под общей редакцией Андрианова В.Н., ГЭИ, 1960, 320 с.
4. В.В. Сидоров Ветроэнергетические установки и системы, Внешторгиздат, 1990, 167 с.
5. Сидоров В.В., Павлов В.К. Использование энергии ветра для опреснения солёных вод. «Механизация и электрификация сельского хозяйства», 1981, № 3.
6. Концепция использования ветровой энергии в России, Под редакцией Безруких П.П., М., «Книга-Пента», 2005 г., 128 с.
7. Безруких П.П., Арбузов Ю.Д., Борисов Г.А., Виссарионов В.И., Евдокимов В.М., Малинин Н.К., Огородов Н.В., Пузаков В.Н., Сидоренко Г.И., Шпак А.А. под редакцией Безруких П.П. «Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России», СПб, 2002, 314 с.
8. Старков А.Н., Ланберг А., (Дания), Безруких П.П., Борисенко М.М., «Атлас ветров России», М, Можайск-Терра, 2000, 560 с.
9. ДЖ. Твайделл, А.Уэйр. «Возобновляемые источники энергии» (перевод с англ. под ред. Коробкова В.А.) М, Энергоатомиздат, 1990, 392 с.
10. Ветроэнергетика, под ред. Д. де Рензо, Перевод с англ. Зубарева В.В. и Дранкфурта М.О., под ред. Шефтера Я.И., М, Энергоатомиздат, 1982, 272 с.
11. Безруких П.П. Экономика и возможные масштабы развития возобновляемых источников энергии, М., Из-во Института народно- хозяйственного прогнозирования РАН, 2002, 78 с.
12. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Сборник аналитических и нормативных материалов в двух книгах, книга 1, 230 с., книга 2 280 с. Под ред. Безруких П.П., М, АМИ ПРЕСС, 2002.
13. Зубарев В.В., Минин В.А. Степанов И.Р., Использование энергии ветра в районах Севера. М, наука, 1989, 208 с.
14. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра, М., Энергоатомиздат, 1983, 199 с.
15. Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.) Что может дать энергия ветра, Ответы на 33 вопроса. М., НИЦ «Инженер», 1998, 48 с.
16. Безруких П.П. Нетрадиционная энергетика. Мифы, реальность, возможности. «Энергия. Экономика. Техника. Экология» 1994 № 2 с. 19-21; № 3 с. 7-13, № 4 с. 19-21.
17. Дьяков А.Д., Перминов Э.М, Шакарян Ю.Т. Ветроэнергетика России. Состояние и перспективы развития. М., Изд-во МЭИ, 1990, 219 с.

18. Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные синхронные машины. М., Энергоатомиздат, 1984
19. Елистратов В.В., Константинов И.А., Панфилов А.Н. Расчет фундаментов ветроэнергетических установок. Часть 1. «Учебное пособие СПб, Изд-во СПб ГТУ, 2001.
20. П.П. Безруких, Д.С. Стребков. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии. М, Изд-во ГНУ ВИЭСХ, 2005, 264 с.
21. Фатеев Е.М. «Ветродвигатели и ветроустановки», ОГИЗ-сельхозгиз, Москва, 1948 г.
22. Ю.С. Васильев, П.П. Безруких, В.В. Елистратов, Г.И. Сидоренко. «Оценка ресурсов возобновляемых источников энергии в России» Учебное пособие. Санкт-Петербург. Издательство Политехнического университета, 2008 г., 250 с.
23. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (показатели по территориям), Безруких П.П., Елистратов В.В., Панцхава Е.С., Сидоренко Г.И., Тарнижевский Б.В. и др. М., ИАЦ «Энергия, 2007, 272 с.
24. В.В. Елистратов. «Использование возобновляемой энергии». Учебное пособие. Санкт-Петербург. Издательство Политехнического университета, 2008, 224 с.
25. Методы расчеты ресурсов возобновляемых источников энергии. (Учебное пособие для вузов) Пол ред. В.И. Виссарионова, Мд Издательский дои МЭИ, 2007, – 144 с.
26. П.П. Безруких. «Использование энергии ветра. Техника, экономика, экология.», М; «Колос», 2008, – 196 с.
27. П.П. Безруких. «Возобновляемая энергетика: сегодня – реальность, завтра – необходимость», М, «Лесная страна», 2007, – 120 с.

СОДЕРЖАНИЕ

	Предисловие	3
Глава 1.	Этапы развития	4
	1.1. От древности до XIX века	4
	1.2. Развитие ветроэнергетики за период: XIX век – 80е годы XX века	5
	1.3. Ветроэнергетика конца XX века – начала XXI века	9
Глава 2.	Основы ветроэнергетики	30
	2.1. Ветер, как явление природы	30
	2.2. Ветер, как энергетический ресурс	32
	2.2.1 Климатологические характеристики ветровой энергии	32
	2.2.2 Энергетические характеристики ветра	47
	2.2.3 Распределение ресурсов ветровой энергии по федеральным округам Российской Федерации	51
Глава 3.	Энергетические характеристики и элементы конструкций ветроустановок	54
	3.1 Классификация ветроустановок	54
	3.2 Основы теории ветроэнергетических установок	62
	3.3 Мощность и энергия вырабатываемые ветроустановкой	72
	3.4 Элементы конструкции ветроустановок	77
	3.5 Главные схемы электрических соединений ВЭУ	83
	3.5.1 Схемы сетевых ВЭУ	83
	3.5.2 Схемы электрических соединений ВЭС	87
	3.5.3 Ветродизельные системы	90
	3.5.4 Малые ветроустановки и их использование	91
Глава 4.	Экономика ветроэнергетики	94
	4.1 Капитальные вложения	96
	4.2 Себестоимость производства электроэнергии	99

	4.3 Способ предварительной оценки срока окупаемости ВЭС	108
Глава 5.	Ветроустановка и окружающая среда	112
	5.1 Постановка задачи	112
	5.2 Среда обитания человека	113
	5.3 Негативные факторы влияния ВЭС на среду обитания человека и их оценка	113
	5.4 Экологические преимущества ветроэнергетики	127
	5.4.1 Общая оценка	127
	5.4.2 Определение объемов предотвращения загрязнения среды обитания человека вредными выбросами	129
	5.4.3 Использование воды	130
	5.4.4. Потребность в земле	130
	5.5. Заключение	132
Глава 6.	Ветроэнергетика в вопросах и ответах	134
	6.1. Ветроэнергетика и энергетика	134
	6.2. Ветроэнергетика и промышленность	143
	6.3. Ветроэнергетика и экономика	146
	6.4. Ветроэнергетика – селу	151
	6.5. Ветроэнергетика и среда обитания человека (экология)	154
	6.6. Ветроэнергетика и ее влияние на социальные условия жизни населения.	162
	Приложения	167
1.1.	Постановление Совета Министров СССР.	168
1.2.	Развитие морских (оффшорных) ветростанций в странах Европы.	174
2.1.	Ветроэнергетические ресурсы о. Харлов, Мурманской области.	181
2.2.	Ветроэнергетические ресурсы п. Мезень, Архангельской области.	186
3.1.	Компоновка оборудования ветроустановки фирмы Wind World.	190

3.2.	Технические характеристики ВЭУ мощностью свыше 100 кВт.	192
3.3.	Технико-экономические характеристики ветроустановок Германии в 2002 году.	238
3.4.	Технические данные ветроустановок Европейских производителей в 1993-2000 годах.	248
4.1.	Технико-экономические характеристики зарубежных ВЭУ малой мощности.	268
4.2.	Технико-экономические характеристики ВЭУ малой мощности отечественных производителей.	281
5.1.	Обобщенные шумовые данные ветроустановок средней мощности.	297
5.2.	Требования к шуму по СН 2.2.4/2.1.8. 562-96.	299
6.	К вопросу об устойчивости ветроустановок к штормовому ветру	303
7.	Наиболее употребляемые термины ветровой энергетики на английском, немецком и русском языках.	305
	Список использованной литературы	310
	Содержание	312

Для заметок

П.П. Безруких

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА
(Справочное и методическое пособие)

Компьютерная верстка

Зотов Д.

Подписано в печать 12.02.2010 г.

Формат 70×100 1/16. Бумага офсетная. Офсетная печать.

Печатных листов 20.

Тираж 1 000 экз.

Заказ 5973

Издательский Дом «ЭНЕРГИЯ»

125009, г. Москва, Дегтярный пер., д. 9.

Тел. (495) 411-5338, 694-3535, (499) 173-4754.

E-mail: iaz-energy@yandex.ru

Интернет-магазин: www.energypublish.ru

Отпечатано с электронных носителей издательства.

ОАО "Тверской полиграфический комбинат". 170024, г. Тверь, пр-т Ленина, 5.

Телефон: (4822) 44-52-03, 44-50-34, Телефон/факс: (4822) 44-42-15

Home page - www.tverpk.ru Электронная почта (E-mail) - sales@tverpk.ru

