

ER
DEVELOPMENTS

BU D. J. DE RENZO

NOYES DATA CORPORATION
PARK RIDGE,
NEW JERSEY, USA
1979

ВЕТРО- ЭНЕРГЕТИКА

Под ред. Д. де Рензо

Перевод с английского
кандидатов техн. наук В. В. Зубарева и
М. О. Франкфурта

Под редакцией доктора техн. наук
Я. И. Шефтера

Нет с. 21-26, 783-790, 52-55, 703-705, 298-276

МОСКВА · ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ · 1982

8
4
5
16
16
17
18
18
19
19
21
24
25
28
30
30
31
33
33
33
35
36
37
37
37
38
41
42
42
44
47
47
48
49
49
49
50
51
52
53
55
57
58

ББК 31.62
В 39
УДК 621.548



82-67097a

Рецензенты: Я. И. Шефтер, Л. И. Кудояров,
М. И. Фугенфинов

Ветроэнергетика/Под ред. Д. де Рензо: Пер. с англ.;
В 39 под ред. Я. И. Шефтера.— М.: Энергоатомиздат,
1982. — 272 с., ил.

В пер.: 1 р. 70 к.

Рассмотрены основные направления научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по использованию энергии ветра, проводимых в США, и представлены имеющиеся в этой области достижения. Рассмотрены существующие типы ветродвигателей и области их применения. Приведены данные о разрабатываемых ветродвигателях, рассмотрены вопросы их использования, аккумуляции энергии, стоимости ветроустановок и эффективности использования ветроустановок большой единичной мощности.
Для специалистов, занимающихся разработкой проблем нетрадиционных источников энергии.

В 2306000000-466
051(01)-82 97-82

ББК 31.62
6П2.4

© 1979 by Noyes Data Corporation
© Перевод на русский язык. Энергоатомиздат, 1982 г.

206-82
2708

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие к русскому изданию	8
Предисловие	14
Введение	15
Глава 1. Состояние и перспективы развития ветроэнергетики	16
1.1. Ветроэнергетические ресурсы	16
1.2. Топливо-энергетический баланс США	17
1.3. Федеральная программа	18
1.4. Экономика	18
1.5. Общественное мнение	19
1.6. История развития	19
1.7. Современное состояние	21
1.8. Типы ветроприемных устройств	24
1.8.1. Ветроприемные устройства с горизонтальной осью вращения	25
1.8.2. Роторы с вертикальной осью вращения	28
1.9. Потенциальные возможности на перспективу	30
1.9.1. Поддержка федеральных органов	30
1.9.2. Программа управления ERDA-NASA	31
1.9.3. Перспективные системы	33
1.10. Применение ветросиловых установок	33
1.10.1. Перекачивание воды и сжатие воздуха	33
1.10.2. Выработка теплоты	35
1.10.3. Производство электрической энергии	36
1.10.4. Комбинированные системы	37
1.11. Выбор участков для строительства ВЭУ	37
1.11.1. Распределение скоростей ветра	37
1.11.2. Характеристики ветра	38
1.11.3. Выбор участков	41
1.11.4. Исследование характеристик ветра	42
1.12. Характеристики ВЭУ	42
1.12.1. Развиваемая мощность	42
1.12.2. Характеристики мощности	44
1.12.3. Внешние нагрузки	47
1.12.4. Воздуховодные устройства	47
1.12.5. Генераторы вихрей	48
1.13. Разработка ВЭУ	49
1.13.1. Характеристики ВЭУ	49
1.13.2. Требования к ВЭУ	49
1.13.3. Критерии оценки	50
1.13.4. Размеры ВЭУ	50
1.13.5. Стоимость вырабатываемой энергии	51
1.13.6. Экономическая эффективность	52
1.13.7. Выбор системы аккумуляции энергии	53
Глава 2. Обобщенная оценка ветроэнергетических ресурсов США	55
2.1. Методика определения ветроэнергетических ресурсов	57
2.2. Обобщенные данные	58

2.3. Учет общих факторов	60
2.4. Обзор оценок	66
2.4.1. Методика оценки	70
2.4.2. Сводные карты энергии ветра	74
2.5. Усовершенствование методов анализа ветроэнергетических ресурсов	77
2.5.1. Методика анализа	77
2.5.2. Зональные характеристики распределения энергии ветра	79
Глава 3. Проектно-конструкторские работы по созданию ветроколеса	85
3.1. Экспериментальные ВЭУ большой мощности Управления ERDA-NASA	85
3.1.1. ВЭУ Mod-0 мощностью 100 кВт	85
3.1.2. ВЭУ Mod-0A мощностью 125—200 кВт	87
3.1.3. ВЭУ Mod-1 мощностью 1500 кВт	88
3.1.4. ВЭУ Mod-2 мощностью 1000—2000 кВт	91
3.2. Прикладные научные исследования и технологические разработки	91
3.3. Конструкция металлической лопасти с жестким креплением к втулке для ВЭУ мощностью 100 кВт	92
3.4. Исследование динамических нагрузок лопасти	98
3.5. Регулирование возбуждения для обеспечения устойчивости генератора	99
3.6. Секционированное и саморегулирующееся ветроколесо	100
3.7. Система регулирования комбинированного аэроупругого ветроколеса	101
3.7.1. Регулирование ветроколеса	103
3.7.2. Программа испытаний	105
3.8. Оптимизация характеристик ветроколеса с парусными лопастями	108
3.9. Многоступенчатый ветродвигатель с использованием обтекателя центральной части ветроколеса	112
3.10. Исследование в аэродинамической трубе профилей поперечных сечений парусных лопастей и плоскостей	113
Глава 4. Ветро двигатели новых типов	117
4.1. Ветро двигатель Дарье	117
4.1.1. Разработка лаборатории ERDA-Sandia ветродвигателя Дарье диаметром 17 м	117
4.1.2. Результаты исследования конструкции ветродвигателя	120
4.1.3. Экономичность конструкции лопастей	129
4.2. Ветро двигатели с диффузорным усилителем	134
4.2.1. Теория диффузорных усилителей	138
4.2.2. Разработка диффузоров	138
4.2.3. Результаты испытаний моделей	139
4.2.4. Экономический анализ	140
4.2.5. Направляющий аппарат	143
4.3. Генератор вихрей	144
4.3.1. Генератор вихрей с тонким телом	144
4.3.2. Генератор вихрей с плохо обтекаемым телом	147
4.3.3. Поле скоростей вихря	149
4.3.4. Характеристики мощности для различных конфигураций	151
4.4. Электродинамический динамический генератор	152
4.5. Устройство с вертикальной осью и управлением циркуляцией	156
Глава 5. Использование энергии ветра в энергосистемах	157
5.1. Схемы генерирования электрической энергии	157
5.1.1. Общие положения	157
5.1.2. Схемы генерирования переменного напряжения постоянной частоты	160
5.2. Роль ВЭС в энергосистемах	164
5.2.1. Экономика системной ветроэнергетики	168
5.2.2. Гарантированная мощность	169

5.2.3. Результаты предварительных исследований	171
5.2.4. Гидроаккумулирование энергии	173
5.3. Проектное исследование фирмы General Electric Company по созданию ВЭУ для энергосистем	175
5.3.1. Требования к ВЭУ	176
5.3.2. Предварительные проекты ВЭУ	179
5.3.3. Проекты систем ВЭУ	196
5.3.4. Заключение по выполненному исследованию	204
5.4. Проектное исследование фирмы Kaman Aerospace Corporation по созданию ВЭУ для энергосистем	209
5.4.1. Варианты схем ВЭУ	210
5.4.2. Оптимизация параметров принятого варианта схемы ВЭУ	219
5.4.3. Предварительные проекты ВЭУ	232
5.4.4. Заключение и рекомендации	262
Список литературы	265

ПРЕДИСЛОВИЕ К РУССКОМУ ИЗДАНИЮ

С начала 70-х годов в ряде развитых капиталистических стран приступили к разработке и реализации долговременных национальных энергетических программ, направленных на эффективное удовлетворение потребностей в энергии и преодоление энергетического кризиса за счет собственных ресурсов. Поскольку нефтяное топливо становится все более дефицитным, проблема решается путем изыскания способов существенного улучшения использования традиционных видов топлива, повышения КПД энергетических установок, нахождения принципиально новых методов получения и преобразования энергии, расширения масштабов использования нетрадиционных энергоресурсов.

Такая стратегия характерна для многих стран, однако особенности экономики, научно-технический потенциал, географические, климатические и другие условия определяют в разных странах ведущую роль тех или иных составляющих долговременных энергетических программ.

В рамках этих программ большое значение придается возобновляющимся энергоресурсам, в первую очередь энергии Солнца и ветра, теплоте земных недр. Работы по их использованию и повышению эффективности соответствующих установок проводятся в США, Великобритании, Канаде, Франции, ФРГ, Швеции, Дании и в других странах. В последние годы значительное внимание применению ветровых и солнечных установок уделяют многие развивающиеся государства. По неполным данным ЮНЕСКО и Мировой энергетической конференции (МИРЭК) в 1979 г. только на исследования в этой области по программам, разработанным и принятым в 63 странах, израсходовано более 500 млн. долл., из которых 60 % приходится на долю США.

Интенсивно разрабатываются проблемы развития нетрадиционной энергетики в нашей стране. Они решаются в рамках комплексных научно-технических программ, разрабатываемых под руководством Государственного комитета СССР по науке и технике и реализуемых различными министерствами и ведомствами. В основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года, принятых XXVI съездом КПСС, предусмотрено увеличить масштабы использования в народном хозяйстве возобновляющихся источников энер-

гии (гидравлической, солнечной, ветровой, геотермальной) и совершенствовать методы преобразования и передачи энергии. Чтобы на практике ускорить решение этих задач, расширяются фундаментальные и прикладные исследования, разрабатываются проекты более эффективных технических средств, ведется строительство опытных установок.

Успехи, которые имеются в решении перечисленных проблем, прогнозы развития использования нетрадиционных источников энергии указывают на перспективность этого направления и на то, что к концу века за счет этих энергоресурсов можно будет обеспечивать значительную часть энергетических потребностей человечества. По оценкам специалистов разных стран доля энергии, получаемой за счет использования энергии Солнца и ветра, в общем мировом энергобалансе за 20 лет может возрасти до 5—7 %, а в некоторых странах, расположенных в особо благоприятных регионах, еще выше.

В энергетических программах разных стран предусмотрен значительный объем исследований и разработок в области ветроэнергетики. Они направлены на выбор наиболее перспективных зон и районов, характеризующихся высоким потенциалом энергии ветра, разработку методов эффективного применения ветроэнергетических установок (ВЭУ), создание новых технических средств и снижение их стоимости с целью существенного улучшения экономических показателей и повышения надежности энергоснабжения потребителей, обеспечение высокой конкурентоспособности ВЭУ при сравнении с тепловыми и гидравлическими электростанциями и агрегатами.

В этих разработках акцент делается на создание установок большой мощности (примерно от 100 кВт до 2—3 МВт), предназначенных для выработки электрической энергии, при этом рассматриваются наиболее перспективные схемы их использования — параллельная работа в энергетических системах. Разработка таких установок представляет собой достаточно сложную научно-техническую задачу, решение которой требует выполнения большого комплекса теоретических и экспериментальных исследований, опытно-конструкторских работ и технологических разработок, а также обоснования методов организации промышленного производства ряда сложных подсистем ВЭУ, в первую очередь ветроколес большого диаметра, электрического оборудования, механизмов привода и управления, устройств контроля и автоматизации режимов работы.

Сложность решения многих задач обусловила привлечение к ним в ряде зарубежных стран, в частности в США, крупных фирм, проектно-конструкторских организаций и университетов, ученых и квалифицированных специалистов в области энергетики, аэродинамики, надежности, электротехники, систем управления и др. Некоторые разработки осуществляются по комплексным планам международного сотрудничества, в ходе которых происходит также широкий обмен научно-технической информацией.

Это нашло, в частности, отражение в том, что за последние 7—8 лет значительно возросло количество публикаций по различным вопросам ветроэнергетики, в первую очередь относящимся к крупномасштабному использованию энергии ветра для производства электрической энергии. Из книг, опубликованных в 1979—1980 гг., наибольший интерес представляют: «Windenergie. Eine systemanalytische Bewertung des technischen und wirtschaftlichen Potentials für die Stromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland» L. Jarass, L. Hoffmann, A. Larass, G. Obermair. Heidelberg, 1980, S. 272, и настоящая книга, посвященная новейшим разработкам, проведенным главным образом в США в области использования энергии ветра, русский сокращенный перевод которой предлагается вниманию советского читателя.

Книга представляет собой подробный научно-технический обзор наиболее важных проектно-конструкторских разработок, выполненных в США во второй половине 70-х годов по ВЭУ большой мощности, и поэтому ее можно рассматривать как коллективный труд в области крупномасштабного использования ветроэнергетических ресурсов для выработки электрической энергии.

Отличительной особенностью описываемых исследований является то, что в качестве приоритетного критерия оценки экономической эффективности использования энергии ветра принимается стоимость электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ. Большое внимание уделяется ресурсам ветра, его кадастровым и энергетическим характеристикам, новым схемам и техническим решениям, методам использования ВЭУ, аэродинамике ветроколес и башен, системам управления. Нужно согласиться с основной концепцией о том, что масштабы использования энергии ветра в перспективе зависят в первую очередь от того, насколько удастся снизить стоимость ВЭУ и производимой ими энергии при обеспечении всех требований к качеству и надежности энергоснабжения, предъявляемых потребителями и энергетическими системами. Это должно быть достигнуто в сложных условиях эксплуатации ВЭУ и, в частности, без постоянного присутствия персонала, а лишь при периодическом обслуживании. Минимизация затрат и издержек рассматривается в качестве главной задачи проектно-конструкторских разработок.

Достоинством является также наличие в каждой главе книги, как правило, убедительных выводов и рекомендаций, ссылок на обширный перечень литературы. По наиболее важным вопросам кратко излагаются методология подходов и выполненных исследований, методы, использованные при анализе и оценке схем, конструкций, процессов и явлений. Это дает возможность читателю критически рассматривать результаты разработок и сделанные выводы. Отсутствие в книге теоретических выкладок расширяет круг читателей, для которых она предназначена.

Для советского читателя наибольший интерес могут представлять предшествующий тематическому рассмотрению вводный обзор с изложением принципиальных положений и основной идеологии, относящихся к перспективам использования энергии ветра,

которые оцениваются в целом достаточно объективно и обладающие, главы, посвященные выбору участков и зон для размещения ВЭУ, и оценке экономической эффективности их применения, а также материалы о разработках ветроколес большого диаметра и мощных ВЭУ, выполненных параллельно двумя крупными фирмами США General Electric Company и Kamap Aerospace Corporation.

Применительно к условиям, сложившимся в нашей стране, действующим тарифам и ценам соотношение стоимостей различных систем ВЭУ может несколько отличаться от данных, приведенных в книге. Это относится и к установлению зон, перспективных для использования ВЭУ, и оценке их ветрового режима.

В качестве положительной стороны книги следует также отметить позитивное изложение ряда разделов, выражающееся в следующем. В начале книги в сводном обзоре кратко изложены основные концепции и результаты исследований и разработок по всем основным вопросам, рассматриваемым в книге. Сделано это с учетом общего состояния и перспектив развития энергетики США. В последующих главах формулируются требования к ВЭУ и ее системам. Эти требования являются результатом разработки концептуальных проектов и оптимизации параметров, отобранных для анализа каждой концепции. Затем подробно описываются предварительные проекты ВЭУ. На данном этапе эти ветроустановки должны рассматриваться в качестве не коммерческих, а экспериментальных объектов, которые построены или будут сооружены для целей исследования, уточнения ряда данных, возбуждения большого интереса к ВЭУ и их применению со стороны администрации энергосистем. Только после получения характеристик и эксплуатационных показателей опытных установок и внесения необходимых усовершенствований в конструкцию будут решаться проблемы их тиражирования.

Следует подчеркнуть, что ряд вопросов, относящихся к ветровому кадастру, работе ветроэлектрических станций в энергосистемах, выбору энергетического оборудования, аэродинамике ветродвигателей, изложен в отечественной литературе полнее и на более высоком научно-методическом уровне. Они базируются на результатах фундаментальных исследований, выполненных в нашей стране в 1955—1975 гг. в ЦАГИ, ВНИИ электрификации сельского хозяйства, ВНИИ электромеханики, в институтах Академий наук Узбекской и Туркменской ССР.

Принятое в книге изложение материала объясняется тем, что главное внимание акцентируется на результатах проектно-конструкторских работ по созданию ветроэлектрических станций (ВЭС) с традиционными ветроколесами крыльчатого типа, вращающимися относительно горизонтальной оси.

В то же время в книге приведены сведения о ветродвигателях Дарье, ветроколесах с диффузорным усилителем, центральным обтекателем и вихревым концентратором, об установках с так называемым «многоступенчатым» двигателем и с электродинамичес-

ким гидравлическим генератором. Подобные материалы в отечественной литературе практически ранее не излагались и для многих советских читателей являются новыми.

По нашему мнению, следует обратить внимание на один из подходов и согласиться с важной концепцией, проводимой в книге, заключающейся в том, что экономический эффект от использования ВЭУ проявляется не только в экономии дефицитного нефтяного топлива, но и в уменьшении капитальных вложений вследствие того, что при включении ВЭУ в энергосистему изменяются состав и номенклатура ее оборудования и ряд дорогостоящих энергоустановок, использующих жидкое или твердое топливо, может быть исключено или заменен более дешевыми.

Следует заметить, что по некоторым вопросам (как правило, не очень принципиальным или относящимся к методологии) взгляды советских ветроэнергетиков и подходы, изложенные в обзоре, не являются идентичными. Это вызвано рядом причин, в том числе различием в социальных, географических и других условиях в СССР и США. Такое положение с оценкой ряда концепций не должно смущать читателя, а напротив, позволяет на основе сопоставления мнений лучше уяснить сущность явлений, подходов и результаты разработок.

В качестве одного из примеров можно привести тот факт, что в обзоре рассматривается главным образом гидроаккумулирование энергии ветра, а применению весьма перспективного водородного аккумулирования, т. е. производству водорода за счет использования энергии от ветроустановок и последующему его сжиганию в тепловых электроэнергетических установках, уделено относительно мало внимания.

Можно предположить, что, по-видимому, в связи с обзорным характером книги и многочисленностью участников разработок, рассматриваемых в ней, оригинал книги содержит значительное число повторов и некоторые противоречивые утверждения. В русском издании значительная их часть исключена, а в тех случаях, когда это по каким-либо причинам нельзя было сделать, даны соответствующие краткие примечания или разъяснения.

В процессе редактирования книги было признано целесообразным сделать некоторые сокращения информации, не представляющей существенного интереса для большинства советских читателей. Исключена глава, относящаяся к применению установок небольшой мощности на фермах и в сельской местности. Это продиктовано тем, что аналогичные описания имеются в ряде книг советских авторов, изданных ранее.

В русский перевод не включена также последняя глава, в которой рассматриваются некоторые специальные вопросы (юридические аспекты, проблемы, связанные с общественным мнением относительно установки крупных ветродвигателей и оценкой их с точки зрения эстетического влияния на окружающую среду). Это вызвано различием подходов и методов решения этих проблем в США и СССР.

При переводе и редактировании книги ряд терминов, применяемых за рубежом, но непривычных для советского читателя, заменен терминами и обозначениями, применяемыми в отечественной специальной литературе. Так, вместо термина «роторная система» в СССР применяется название «ветроколесо», вместо «коэффициента мощности» — «коэффициент использования энергии ветра» и т. д. В оригинале обзора используется несколько терминов, относящихся к ветроустановкам: «большая ветроэнергетическая система», «система преобразования энергии ветра» (WECS—Wind Energy Conversion System), «ветроустановка». В русском переводе чаще применяется термин «ветроэлектрическая установка» (ВЭУ) или название «ветроэлектрическая станция» в тех случаях, когда рассмотрение включает также все электрическое оборудование, необходимое для использования ветроустановки в энергетических системах. Во всех случаях, когда впервые делается замена тех или иных терминов, даны соответствующие разъяснения.

В книге приведен перечень наиболее важных источников, которые использованы при ее составлении и на которые сделаны ссылки.

Издание этой книги на русском языке дает возможность советскому читателю ознакомиться с теми концепциями, которых придерживаются специалисты США в области использования ВЭУ большой единичной мощности, и с проектами наиболее мощных опытных ВЭУ, разработанными в США в последние годы.

Количественные и качественные оценки использования энергии ветра, результаты анализа принципиальных схем и конструктивных решений, данные метеорологических наблюдений и ряда экспериментальных исследований будут полезными для научных работников, специалистов, работающих в области энергетики и использования нетрадиционных энергоресурсов, инженерно-технических работников, занятых проектированием и применением ветроэнергетических установок, плановиков и экономистов, имеющих отношение к проблемам оптимизации топливно-энергетического комплекса.

Перевод гл. 1, 2, § 3.6—3.10 и гл. 4 выполнен канд. техн. наук М. О. Франкфуртом, § 3.1—3.5 и гл. 5 — канд. техн. наук В. В. Зубаревым.

Я. И. Шефтер

ПРЕДИСЛОВИЕ

В этой книге в сжатой форме представлен обзор большой части важнейших разработок в области ветротехники, выполненных в США в последние годы. По сравнению с нашей предшествующей книгой по этому вопросу, вышедшей в 1975 г., она содержит в основном новый материал.

Кроме того, здесь кратко излагаются новые, важные данные по энергии ветра, которые ранее были разрознены и не систематизированы, описана и поясняется на фактических данных история разработки новых, успешно зарекомендовавших себя схем и конструкций. Эта концентрированная информация призвана создать прочную основу для уменьшения дефицита энергии путем расширения использования энергии ветра. В настоящее время эта энергия уже может быть использована даже в энергосистемах.

Так как информация, приводимая в книге, получена из многочисленных источников, то, возможно, что некоторые ее части могут быть не согласованы между собой. Это относится, в частности, к оценкам стоимости и мнениям о потенциальных возможностях на перспективу. Было решено, однако, привести эти различные точки зрения с тем, чтобы сделать книгу более ценной для читателей.

В том случае, когда числовые значения на рисунках взяты из работ, на них всегда даются ссылки.

Усовершенствованная компоновка и метод производства, разработанные фирмой Noyes Data Corporation, использованы для того, чтобы довести до читателя эту книгу в минимальное время. Специальные технические приемы были использованы для сокращения разрыва во времени от завершения рукописи до выпуска книги в свет.

Расширенное оглавление построено таким образом, чтобы оно служило в качестве указателя и обеспечивало легкий доступ к содержащейся в книге информации, которая основывается на разнообразных исследованиях, проведенных различными правительственными организациями по субсидиям и контрактам.

Интересные и полезные данные содержит приложение, включающее список изготовителей и исследователей, участвующих в настоящее время в разработке и внедрении ветроэнергетических установок. Совершенно очевидно, что этот список будет постоянно пополняться.

ВВЕДЕНИЕ

Энергия ветра в течение длительного времени рассматривается в качестве экологически чистого неисчерпаемого источника энергии. Распространившаяся в 1973 г. угроза нехватки невозобновляемых источников энергии и рост зависимости от импортируемого топлива привели к возрождению исследований, направленных на расширение возможности преобразования ветра в пригодный для использования вид энергии.

Однако до того как энергия ветра сможет принести значительную пользу, должны быть решены многие проблемы — технические и связанные с охраной окружающей среды. Следует также признать, что наибольшие препятствия для использования ветроэнергетических установок создает их высокая стоимость. Эти препятствия будут меньшими, если по критерию стоимости вырабатываемой энергии ветроэнергетические установки смогут конкурировать с установками, использующими другие источники энергии. Хотя многое здесь достигнуто, наиболее сложной задачей, имеющей первостепенное значение, остается разработка экономичных ветроэнергетических установок, способных надежно работать в автоматическом режиме в течение многих лет и обеспечивать бесперебойную эксплуатацию при периодическом обслуживании.

В книге представлены некоторые из наиболее важных проектно-конструкторских разработок, выполненных в США после 1975 г., когда фирма Noyes Data Corporation опубликовала свою первую книгу по энергии ветра. В первой главе дан обзор состояния использования энергии ветра к 1975 г. В последующих главах приводится более современная информация по оценке географического распределения энергии ветра в США, технического развития ветроэнергетических установок, широкого использования энергии ветра в электроэнергетических системах и применения установок небольшой мощности на фермах и в сельской местности. В последней главе рассматриваются некоторые специальные вопросы: юридические, общественные и связанные с окружающей средой.

В приложении приводятся фамилии и адреса многих авторов, принимавших участие в разработке, исследованиях и внедрении ветроэнергетических установок.

Глава 1

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРGETИКИ¹

1.1. ВЕТРОЭНЕРGETИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Ветер возникает на Земле при неравномерном нагреве ее поверхности Солнцем. В течение дня воздух над большими водными поверхностями остается сравнительно холодным, так как большая часть энергии солнечного излучения расходуется на испарение воды или же поглощается ею. Над сушей, которая меньше поглощает солнечные лучи, чем вода, воздух нагревается в течение дня больше, он расширяется, становится легче и поднимается вверх. Его заменяет более плотный холодный воздух, расположенный над водой. Так в прибрежной зоне возникают бризы.

В течение ночи их направление над прибрежными водами меняется на обратное, так как суша охлаждается быстрее воды и соответственно снижается температура расположенного над ней воздуха. Холодный воздух, движущийся к морю, вытесняет теплый, который поднимается с поверхности воды. Аналогично наблюдаются бризы со стороны гор в течение дня, когда теплый воздух поднимается вдоль склона, нагретого Солнцем. Ночью сравнительно холодный воздух на склоне стекает в долины.

Подобная циркуляция воздушных масс в земной атмосфере наблюдается при большем нагреве поверхности Земли вблизи экватора, чем в районах полюсов. Ветер над холодной поверхностью, дующий от полюсов к экватору, замещает горячий воздух, который поднимается в тропиках и перемещается в верхних слоях атмосферы по направлению к полюсам.

Вращение Земли также влияет на циркуляцию ее воздуха. Силы инерции, которые действуют на холодный воздух, движущийся вблизи поверхности по направлению к экватору, стремятся закрутить его в западном направлении. В то же время тяжелый воздух, движущийся в верхних слоях атмосферы по направлению к полю-

¹ В этой главе используются материалы доклада, подготовленного фирмой Mitre Corporation.

су, имеет тенденцию к повороту на восток. Эта циркуляция воздуха на большом пространстве вокруг зоны пониженного давления происходит в направлении, противоположном направлению движения часовой стрелки в северном полушарии, и по часовой стрелке — в южном. Так как ось вращения Земли наклонена под углом $23,5^\circ$ к плоскости ее вращения вокруг Солнца, то сезонные изменения тепловой энергии, получаемой от Солнца, зависят от изменений в эти периоды скорости и направления ветра на данном участке земной поверхности.

Энергия, которая непрерывно поступает от Солнца и преобразуется в кинетическую энергию ветровых потоков на Земле, соответствует, по оценкам, суммарной мощности свыше 10^{11} ГВт. Исходя из этого комиссия экспертов организации National Science Foundation (NSF) и Управление National Aeronautics and Space Administration (NASA) в 1972 г. оценила потенциальные ресурсы («запасы») энергии ветра над континентальной частью США, Алеутскими островами и Восточным побережьем эквивалентными примерно 10^5 ГВт электрической мощности. Это более чем в 30 раз превышает суммарные энергетические потребности США в 1980 г. и более чем в 100 раз электрическую энергию, вырабатываемую в США в настоящее время.

1.2. ТОПЛИВНО-ЭНЕРGETИЧЕСКИЙ БАЛАНС США

В настоящее время в топливно-энергетическом балансе США 40 % составляет доля нефти, из них 14 % импортируемая, 33 % — природный газ, 20 % уголь, 4 % гидроэнергия и 2 % атомная энергия. Остаточный 1 % дают синтетическое топливо, нефтеносные сланцы, геотермальная и солнечная энергия и энергия ветра.

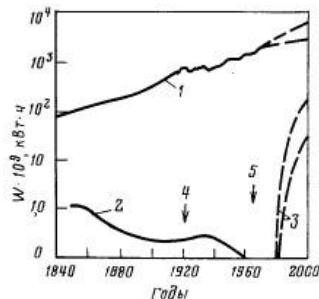


Рис. 1.1. Оценка потребления энергии в США за период 1840—2000 гг.: 1 — суммарное потребление энергии в США; 2 — использование энергии ветра; 3 — возможное использование энергии ветра; 4 — потребление энергии в сельском хозяйстве; 5 — период энергетического кризиса.

В течение нескольких ближайших десятилетий в США ожидается снижение добычи нефти и природного газа, в то время как потребность в энергии имеет тенденцию к увеличению. Если считать, что оценки выполнены достаточно точно, то к 2000 г. энергопотребление возрастет до значений, эквивалентных примерно 6 трлн. кВт·ч/год (рис. 1.1).

1.3. ФЕДЕРАЛЬНАЯ ПРОГРАММА

Энергия ветра обеспечивала значительную часть энергетических потребностей сельского хозяйства США до тех пор, пока Административный совет по сельской электрификации Rural Electrification Administration (REA) не создал в середине 30-х годов в сельских местностях системы централизованного электроснабжения. Однако с возникновением энергетического кризиса возродился интерес к использованию энергии ветра в различных областях. В результате этого федеральное правительство поддержало и ускорило принятие программы создания энергетических систем, в состав которых входили бы ветроэлектрические установки (ВЭУ) (WECS — Wind Energy Conversion System), которые смогли бы к 2000 г. удовлетворить существенную часть энергетических потребностей США.

Для решения этой задачи в течение ряда последующих лет должна быть разработана серия экспериментальных ВЭУ мощностью от 100 кВт до нескольких мегаватт. Можно предположить, что эти разработки должны опираться на научные и инженерные исследования опытных многоагрегатных систем, мощность которых возрастает от 10 до 100 МВт. Применительно к работе ВЭУ большой мощности в энергосистеме исследования проводятся начиная с 1980 г. При этом основное внимание в федеральной программе обращено на использование ВЭУ для получения электроэнергии. Наряду с этим предусматривается их применение для добычи топлива, получения теплоты, сушки зерна и производства минеральных удобрений.

Имеется целый ряд факторов, с учетом которых разрабатываются и используются ВЭУ и которые нашли отражение в федеральной программе. К ним относятся еще точно не известные капитальные вложения и эксплуатационные расходы, экономическая эффективность применения ветродвигателей различных типов, затраты на сооружение ВЭУ, влияние их на окружающую среду и приемлемость в различных общественных условиях, а также различные юридические и общественные проблемы, которые могут возникать при использовании ВЭУ.

1.4. ЭКОНОМИКА

В качестве основного параметра для оценки экономической эффективности ВЭУ принималась стоимость вырабатываемой ими энергии. В настоящее время эта стоимость все еще относительно велика по сравнению с энергосистемами, работающими на твердом топливе. Однако можно ожидать снижения стоимости единичных ВЭУ с увеличением их размеров и развитием технологии массового производства.

По современным оценкам можно предполагать, что стоимость энергии, вырабатываемой ВЭУ в зонах со сравнительно высокими среднегодовыми скоростями ветра, составит от 2 до 3 цент/кВт×ч. Это сопоставимо со стоимостью энергии, производимой обыч-

ными дизельными электростанциями, при стоимости жидкого топлива от 6,3 до 6,9 цент/л.

ВЭУ без аккумулялирования энергии может работать совместно с обычной энергетической установкой, например с дизельной, и при наличии ветра использоваться для экономии топлива, а ВЭУ с соответствующими аккумулялирующими устройствами может быть конкурентоспособной и заменить электростанции обычного типа. В любом случае аналогичные результаты могут быть получены при стоимости топлива 6,3—6,9 цент/л в местностях со среднегодовыми скоростями ветра около 6,7 м/с. Для достижения подобных условий при более низких среднегодовых скоростях ветра необходима разработка ВЭУ с лучшими характеристиками или меньшей стоимостью.

1.5. ОБЩЕСТВЕННОЕ МНЕНИЕ

Общественное мнение в отношении применения ВЭУ имеет важное значение в планировании широкого использования энергии ветра. Первоначальные исследования показали, что воздействие таких систем на окружающую среду относительно невелико по сравнению с обычными электростанциями. ВЭУ не требуют затопления больших площадей или нарушения естественных экологических условий, как это имеет место при сооружении ГЭС. Кроме того, они не имеют газовых отходов или тепловых излучений, как у систем, работающих на жидком или ядерном топливе.

Ветродвигатели обычного типа мощностью в несколько мегаватт имеют ветроколеса диаметром в несколько десятков метров, установленные на высоких башнях и находящиеся под действием сильных ветров. В этом случае ветроколеса имеют малую частоту вращения и практически бесшумны. Однако необходимы специальные предупредительные меры для предотвращения помех работе близрасположенных систем радио и телевидения. Требуются также меры безопасности для предотвращения повреждений или несчастных случаев при авариях, опасность которых возникает при обледенении ветроколеса.

Для применения ветродвигателей обычного типа важное значение имеют также вопросы воздействия их внешнего вида на окружающую среду. В будущем, если они будут иметь значительное распространение в энергетике США, потребуются создание большого количества ВЭУ и линий электропередачи энергосистем. Особое внимание должно быть обращено поэтому на разработку привлекательных по внешнему виду башен, ветроколес и поворотных головок таких установок, с тем чтобы избежать форм, не радующих глаз.

1.6. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ

Первый ветродвигатель был, вероятно, простым устройством с вертикальной осью вращения, таким, например, как устройство, применявшееся в Персии за 200 лет до нашей эры для раз-

мола зерна. Использование такой мельницы с вертикальной осью вращения получило впоследствии повсеместное распространение в странах Ближнего Востока. Позже была разработана мельница с горизонтальной осью вращения, состоящая из десяти деревянных стоек, оснащенных поперечными парусами. Подобный примитивный тип ветряной мельницы находит применение до настоящего времени во многих странах бассейна Средиземного моря.

В XI в. ветряные мельницы широко использовались на Ближнем Востоке и попали в Европу в XIII в. при возвращении крестоносцев. В середине века в Европе многие поместные права, включая и право отказа в разрешении на строительство ветряных мельниц, вынуждали арендаторов иметь площадки для посева зерна около мельниц феодальных поместий. Посадки деревьев вблизи ветряных мельниц запрещались для обеспечения «свободного ветра».

В XIV в. голландцы стали ведущими в совершенствовании 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 Беестер¹, находившийся на три метра ниже уровня моря, был осушен с помощью 26 ветродвигателей мощностью 37 кВт каждый.

Позже известный инженер-гидравлик Лигвотер, применив 14 ветродвигателей производительностью 1000 м³/мин, перекачивавших воду в аккумулирующий бассейн, осушил за четыре года польдер Шермер. Затем 37 ветродвигателей перекачивали воду из бассейна в кольцевой канал, откуда она попадала в Северное море.

¹ Польдеры — низменные места, которые предполагается осушить. (Примеч. ред.).

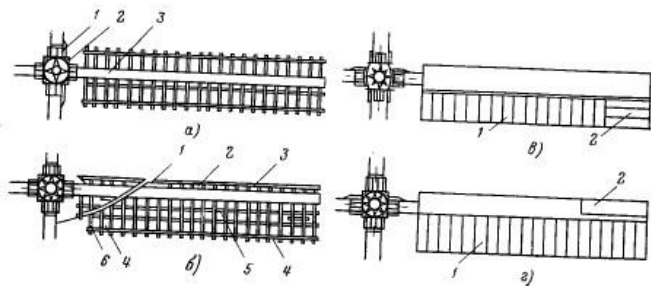


Рис. 1.2. Типы парусных крыльев:

а — наиболее старинный тип с двусторонним расположением крыла (около 1600 г.); 1 — кюбия; 2 — срезающий конец; 3 — мах; б — традиционная форма старинного датского типа полка; 3 — передняя кромка; 4 — концевая планка; 5 — продольные связи; 6 — рейка; в — крыло с жалюзи и воздушным тормозом; 1 — жалюзи; 2 — тормозные жалюзи; г — крыло с жалюзи и щитком; 1 — жалюзи; 2 — щиток.

ство, движущееся по замкнутому рельсовому пути на колесах, которые механически соединяются с электрическим генератором. Другой тип поступательно-движущегося устройства разработан для получения энергии при колебаниях в ветровом потоке. Разработаны также устройства для преобразования энергии ветра в электроэнергию без использования движущихся частей. К ним относится, например, устройство, в котором для выработки электрической энергии на основе термоэлектрического эффекта Томсона используется процесс охлаждения в ветровом потоке.

1.8.1. ВЕТРОПРИЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА С ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ОСЬЮ ВРАЩЕНИЯ

Прямое набегание потока. Ветроприемные устройства с горизонтальной осью вращения могут использовать для преобразования энергии ветра подъемную силу или силу сопротивления. Устройства, использующие подъемную силу, предпочтительнее, так как они могут развить в несколько раз большую силу, чем устройства с непосредственным действием силы сопротивления. Последние, кроме того, не могут перемещаться со скоростью, превышающей скорость ветра. Вследствие этого поверхности, на которые действует подъемная сила (ветроколеса), могут быть более быстроходными (быстроходность — отношение окружной скорости элемента поверхности к скорости ветра) и иметь лучшее соотношение мощности и массы при меньшей стоимости единицы установленной мощности.

Ветроколесо может быть выполнено с различным числом лопастей; от однолопастных устройств с контргрузами до многолопастных (с числом лопастей до 50 и более). Для снижения изгибающих нагрузок у корня лопастям часто придают сужающуюся к периферии форму. Ветроколеса с горизонтальной осью вращения выполняют иногда фиксированными по направлению, т. е. они не могут вращаться относительно вертикальной оси, перпендикулярной направлению потока. Такой тип устройств применяется только при наличии одного, господствующего направления ветра. В большинстве же случаев система, на которой укреплено ветроколесо (так называемая головка), выполняется поворотной, ориентирующейся по направлению ветра. У малых ветродвигателей обычно используются для этой цели хвостовые оперения, у больших — сервосистемы.

Для ограничения частоты вращения ветроколеса при большой скорости ветра применяется ряд способов, в том числе установка лопастей во флюгерное положение, применение клапанов, установленных на лопастях или вращающихся вместе с ними, а также устройств для вывода ветроколеса из-под ветра с помощью бокового плана, расположенного параллельно плоскости вращения колеса. Лопастя могут быть непосредственно закреплены на валу ветроколеса или же вращающий момент может передаваться от его обода через вторичный вал к генератору или другой рабочей машине.

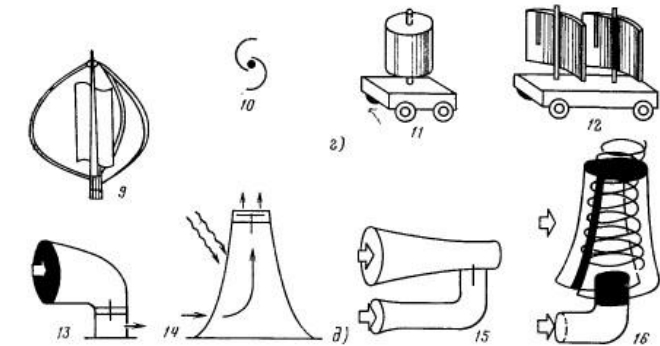
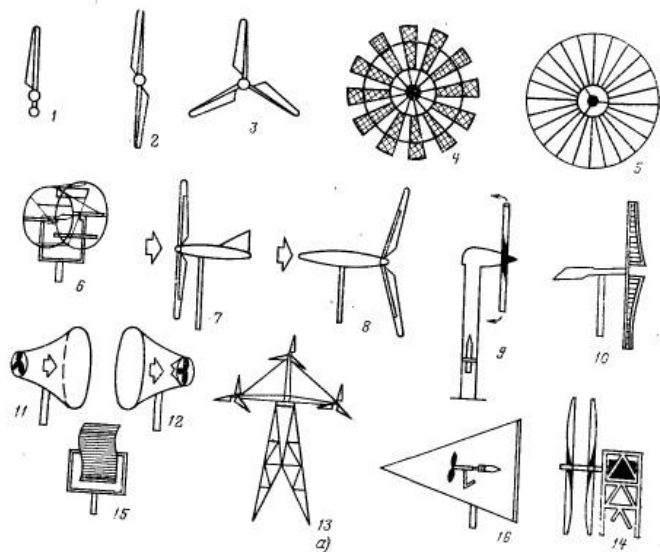
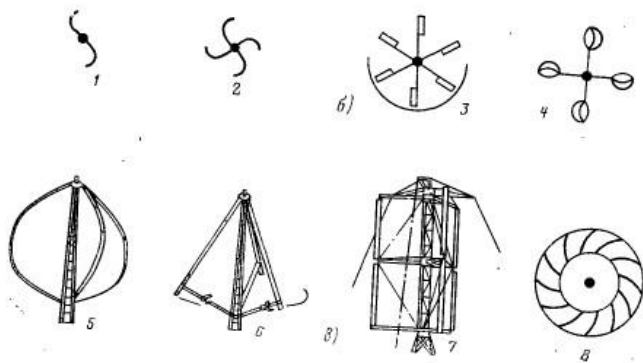


Рис. 1.3. Типы ветроприемных устройств:

а — с горизонтальной осью вращения; 1 — однолопастное ветроколесо; 2 — двухлопастное; 3 — трехлопастное; 4 — многолопастное; 5 — многолопастное велосипедного типа; 6 — барабанно; 7 — ветроколесо, направленное навстречу потоку; 8 — ветроколесо, расположенное по потоку (за башней); 9 — ветроколесо с пневматической передачей мощности; 10 — парусное крыло; 11 — ветроколесо с диффузором; 12 — ветроколесо с концентратором энергии; 13 — многоветряковое с несколькими ветроколесами; 14 — ветроколеса встречного вращения; 15 — ротор Савониуса; 16 — ветроколесо, использующее энергию свободных вихрей; б — с вертикальной осью вращения с использованием силы сопротивления; 1 — ротор Савониуса; 2 — ротор Савониуса многолопастный; 3 — ротор пластичный; 4 — ротор чашечный; а — с вертикальной осью вращения с использованием подъемной силы; 5 — ротор Дарье Φ -образный; 6 — ротор Дарье Δ -образный; 7 — ротор с прямыми крыловыми лопастями (Giponil); 8 — ветротурбина; 2 — с вертикальной осью вращения комбинированного типа; 9 — роторы Дарье Φ -образный и Савониуса; 10 — ротор Савониуса щелевой; 11 — ротор с использованием эффекта Магнуса; 12 — с несущими поверхностями; б — с вертикальной осью вращения других типов; 13 — ветроколесо с дефлекторным устройством; 14 — солнечно-ветровое устройство; 15 — ветроколесо с турбиной Вентури; 16 — ветроколесо с вихревым устройством.



Крыльчатое ветроколесо с горизонтальной осью вращения может располагаться в рабочем положении перед башней или за ней.

Современный вариант старинного ветроколеса с парусными лопастями, сконструированный в Принстонском университете из металлических труб и обшивки, имеет форму, близкую к форме воздушного винта, и называется иногда парусным крылом. Оно имеет жесткую трубчатую переднюю кромку, на которой закреплены короткие рейки по форме концевой и корневой хорд. Между их свободными концами натянут трос, который служит задней кромкой лопасти.

Поверхности лопастей обычно состоят из свернутого в рулон паруса, который скользит над трубчатой передней кромкой и тросом и растягивается при натяжении троса. Аэродинамическое качество парусного крыла примерно такое же, как и у обычных жестких лопастей воздушного винта, а масса меньше примерно на 50%. Размеры парусного крыла ограничиваются допустимыми напряжениями в материале; его диаметр не превышает 9 м.

Различные типы ветродвигателей с горизонтальной осью вращения выполняют также со встречным вращением ветроколес.

Известны многоветряковые установки, которые монтируются на одной башне с целью снижения доли ее стоимости для ветроустановки с данной мощностью. Применяются входные сужающиеся конусообразные устройства для увеличения скорости потока, попадающего на ветроколесо, и снижения степени турбулентности, используются устройства с закручиванием потока около ветроколеса для увеличения его угловой скорости. Из рис. 1.4 видно, как установленная мощность $P_{уст.}$, развиваемая ветроколесом с горизонтальной осью вращения, зависит от его размеров.

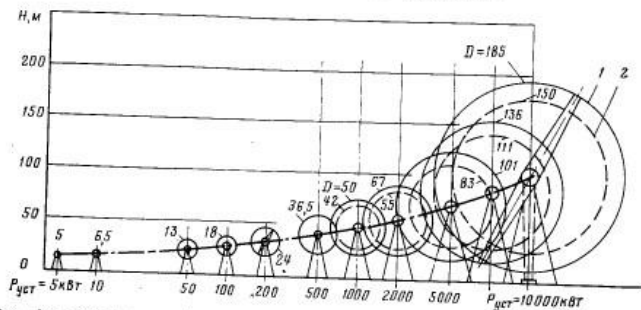


Рис. 1.4. Типовое семейство ветродвигателей с горизонтальной осью вращения при среднегодовой скорости ветра 7,6 м/с: 1 — на территории, удаленной от побережья; 2 — на побережье (D — диаметр ветроколеса, м).

Перпендикулярное направление действия ветра на установки с горизонтальной осью вращения оказалось малоэффективным, так как также требует применения систем ориентации и сравнительно сложных способов съема мощности, что приводит к потере их эффективности. Они не имеют существенных преимуществ по сравнению с другими типами ветродвигателей с горизонтальной и вертикальной осью вращения.

1.8.2. РОТОРЫ С ВЕРТИКАЛЬНОЙ ОСЬЮ ВРАЩЕНИЯ

Такие роторы имеют важные преимущества перед ветроприемными устройствами с горизонтальным расположением оси. Для них отпадает необходимость в устройствах для ориентации на ветер, упрощается конструкция и снижаются гироскопические нагрузки, вызывающие дополнительные напряжения в лопастях, системе передач и других элементах установок с горизонтальной осью вращения.

Еще в прошлом были разработаны различные типы устройств с вертикальной осью вращения, в которых для создания вращающего момента использовалась сила сопротивления. К ним относятся устройства с пластинами, чашеобразными или турбинными эле-

ментами, а также роторами Савониуса с лопастями S-образной формы, на которые действует также и подъемная сила. Устройства такого типа обладают большим начальным моментом, но меньшими быстроходностью и мощностью по сравнению с обычным ротором.

В 1920 г. во Франции Дарье предложил новый тип ротора, интенсивной разработкой которого начиная с 1970 г. занимался совет National Research Council of Canada (NRC). В настоящее время ветродвигатель Дарье может рассматриваться в качестве основного конкурента ветродвигателей крыльчатого типа.

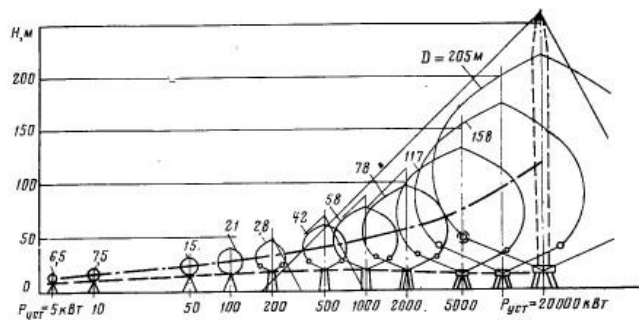


Рис. 1.5. Типовое семейство ветродвигателей Дарье с вертикальной осью вращения при среднегодовой скорости ветра 7,6 м/с.

Ротор Дарье относится к ветроприемным устройствам, использующим подъемную силу, которая возникает на выгнутых лопастях, имеющих в поперечном сечении профиль крыла. Ротор имеет сравнительно небольшой начальный момент, но большую быстроходность, в силу этого — относительно большую удельную мощность, отнесенную к его массе или стоимости. Такие роторы имеют различную форму (ϕ -, Δ -, Y- и \diamond -образную) с одной, двумя или большим числом лопастей.

Для увеличения начального момента ротор Дарье может быть скомбинирован с различными типами вспомогательных устройств. Однако это увеличивает массу и стоимость ветроустановки, и применение ее при таких характеристиках требует оптимизации конструкции конкретного назначения. Рис. 1.5 иллюстрирует зависимость установленной мощности ротора Дарье $P_{уст.}$ от его размеров.

В роторе другого типа с вертикальной осью вращения используется эффект Магнуса; к таким роторам с вращающимися цилиндрами можно отнести конструкции Мадараса и Флеттнера. При набегании ветрового потока на вращающийся цилиндр в соответствии с эффектом Магнуса действует сила, перпендикулярная направлению потока. Такие устройства подобно парусам могут

быть использованы для приведения в движение судов или сухопутных транспортных средств (рис. 1.6, 1.7).

Известна также ветроустановка с ротором вертикально-осевого вращения, располагаемым в трубе или башне, внутри которых генерируются восходящие вихри. Одновременно предусматривается нагрев воздуха внутри башни путем непосредственного исполь-

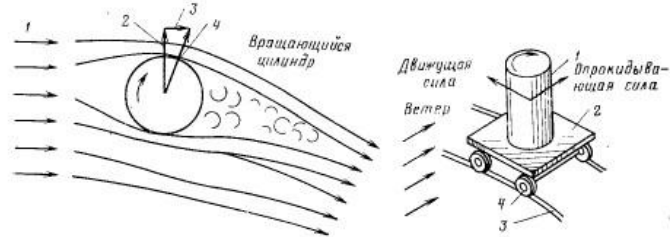


Рис. 1.6. Использование эффекта Магнуса в ветродвигателях, имеющих ротор с вертикальной осью вращения:
1 — воздействие ветра; 2 — подъемная сила (эффект Магнуса); 3 — сила сопротивления; 4 — результирующая сила.

Рис. 1.7. Схематическое изображение ветроэлектрической установки Мадараса:
1 — вращающийся цилиндр; 2 — тележка; 3 — рельсовый путь; 4 — электрический генератор, приводимый во вращение от колеса тележки.

зования солнечного излучения или сжигания топлива с последующим расширением воздуха, вследствие чего получается эффект газовой турбины.

В конечном счете, оценку многих возможных типов и конфигураций установок можно свести к определению стоимости энергии, вырабатываемой установкой при заданной скорости ветра.

1.9. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ НА ПЕРСПЕКТИВУ

Возникает настоятельная необходимость сделать все возможное для освоения новых возобновляемых источников энергии. Резко возрастает стоимость энергии, получаемой от обычных энергоисточников и систем. Потребность в новых источниках увеличивается в США в связи с быстрым ростом зависимости от импорта иностранной нефти, а также расширяющейся осведомленности общества о воздействии традиционных энергетических систем на окружающую среду.

1.9.1. ПОДДЕРЖКА ФЕДЕРАЛЬНЫХ ОРГАНОВ

Поддержка федеральных органов выражается в принятии программы ускоренной разработки, конструирования и эксплуатации ВЭУ большой мощности (1 МВт и более), которые необходимы для

экономичной работы в составе энергосистемы. Кроме того, по мере роста цен на обычное топливо и электрическую энергию становится все более конкурентоспособным применение ветроустановок многих типов на фермах. Для его стимулирования также необходима поддержка федеральных органов.

Для преодоления препятствий, стоящих на пути применения ВЭУ для работы в энергосистеме, необходимо показать надежность ВЭУ мощностью до нескольких мегаватт при их долговечности от 20 до 30 лет. Стоимость их сооружения может быть снижена до 200—300 долл/кВт за счет усовершенствования конструкции и массовости производства.

Можно предвидеть возникновение и другой важной проблемы, которая связана с передачей промышленности, общественным энергокомпаниям и другим потребителям ВЭУ, разработанных федеральными организациями. Проблема состоит в необходимости достаточно быстрой разработки основных требований к производственным объектам и эксплуатационному оборудованию для строящихся ВЭУ.

Планируемая федеральная программа включает значительное число исследований и разработок, связанных с анализом применения ВЭУ в местных условиях, характеристиками ветра, с усовершенствованием ВЭУ, ее элементов и подсистем, оценкой возможного влияния ВЭУ на окружающую среду, а также общественных, юридических и организационных проблем, которые могут сдерживать быстрое развитие ВЭУ.

В дополнение к этому программа предусматривает конструирование и демонстрацию ряда ветроустановок для применения на фермах, в том числе для производства электроэнергии, подъема воды для целей обводнения и нагрева воды или воздуха в системах отопления или охлаждения.

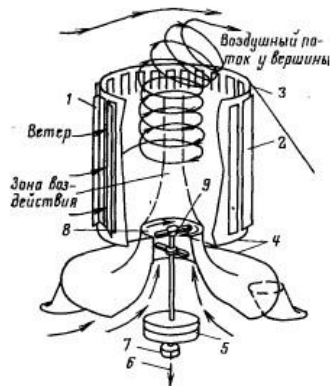
Большинство из разрабатываемых в первую очередь ветродвигателей большой мощности имеют двухлопастные ветроколеса с горизонтальной осью вращения. В то же время в программу включены и однолопастные ветроколеса, а также ветродвигатели различных типов с вертикальной осью вращения. Помимо этого, исследуются характеристики и составляются программы испытаний различных типов ветродвигателей, которые могут быть использованы в будущем.

1.9.2. ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ERDA-NASA

Первая ВЭУ большой мощности была построена в соответствии с программой ERDA. Она сооружена в научно-исследовательском центре Lewis Research Center (LeRC) NASA (Плас-Брук, штат Огайо) и начала эксплуатироваться с сентября 1975 г. Ветродвигатель с ветроколесом диаметром 38 м (с горизонтальной осью вращения), работающим за башней, развивает мощность 100 кВт при скорости ветра 8 м/с. Расчетный коэффициент использования энер-

гии ветра $\xi=0,375$, КПД редуктора 0,75. Скорость ветра V , необходимая для начала вращения колеса, равна 3,6 м/с. Ветроколесо рассчитано на работу с постоянной частотой вращения 40 об/мин при $V \leq 27$ м/с за счет изменения угла установки лопастей. Лопасти выводятся во флюгерное положение при $V > 27$ м/с, ветроколесо останавливается при $V > 67$ м/с.

Ветроколесо, система передач, генератор и механизм регулятора смонтированы на опорной платформе на вершине башни высотой 30 м на ферменной надстройке. Регулирующее устройство включает механизм поворота лопастей и ориентации ветроколеса на ветер путем поворота опорной платформы с частотой 1/6 об/мин.



Вращающий момент передается с вала ветроколеса к генератору мощностью 125 кВт·А, частотой вращения 1800 об/мин, массой 645 кг через редуктор с передаточным отношением 1 : 45.

Рис. 1.8. Вихревое устройство башенного типа, действующее при любом направлении ветра:

1 — регулируемые вертикальные лопасти; 2 — лопасти закрыты; 3 — трос, прикрепленный к земле; 4 — неподвижная опорно-направляющая конструкция; 5 — маховик; 6 — передача к генератору; 7 — подшипник; 8 — выходное сечение турбины; 9 — лопасти ветроколеса.

В исходном варианте установка мощностью 100 кВт была спроектирована для проверки пригодности элементов и подсистем усовершенствованной ВЭУ. Она должна была использоваться для накопления экспериментальных данных, которые могут найти применение при разработке установок других размеров, в процессе осуществления программы демонстрации ВЭУ. К числу анализируемых экспериментальных данных относятся мощность, развиваемая при различных скоростях ветра, нагрузки, напряжения и вибрация лопастей, втулки и башни, устойчивость и эффективность системы регулирования ВЭУ.

Объектом исходных исследований ВЭУ мощностью 100 кВт было также определение долговечности ее элементов и подсистем, для которых могут быть снижены эксплуатационные расходы, и получение исходных данных для оценки стоимости массового производства перспективных ВЭУ различных типов и размеров.

1.9.3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ

С точки зрения результирующих данных по экономике мощности перспективных ВЭУ, использующих крыльчатые или другие типы ветроприемников, работающих в природном ветровом потоке, должны быть по возможности большими: от 1000—3000 кВт до 20 тыс. кВт. Размеры ветроколес могут ограничиваться напряжениями, возникающими в конструкции опор, лопастей и других нагруженных элементов.

Поэтому перспективные системы должны быть спроектированы с ветроприемниками возможно меньшей массы, которые будут, вероятно, использовать для приведения их в действие не силу сопротивления, а подъемную силу, чтобы иметь большую быстроходность при больших значениях коэффициента использования энергии ветра ξ . Преимущества, которые дают более сильные и более устойчивые ветры, могут использоваться при размещении ВЭУ в прибрежных водах. Должны быть также проведены исследования ветроустановок с башенными устройствами, предназначенными для образования и использования вихрей типа торнадо или других типов направляющих устройств для увеличения скорости потока и градиента давления в зоне ветроприемного устройства (рис. 1.8).

1.10. ПРИМЕНЕНИЕ ВЕТРОСИЛОВЫХ УСТАНОВОК

Энергия ветра может быть вначале преобразована в различные формы механического движения (вращение, поступательное или колебательное движение). Механическая энергия может быть использована для перекачивания жидкости, преобразования в тепловую или электрическую энергию или накопления запасов топлива. В некоторых наиболее эффективных случаях накопленная энергия может быть использована без дальнейших преобразований. При необходимости для аккумуляции энергии можно использовать сжатие воздуха, гидравлические насосные установки, аккумуляторные батареи, процесс электролиза водорода, инерционные аккумуляторы, нагрев воды и др. (рис. 1.9).

1.10.1. ПЕРЕКАЧИВАНИЕ ВОДЫ И СЖАТИЕ ВОЗДУХА

Обычно для ветронасосной установки используется ветродвигатель с горизонтальной осью вращения. Примером его может служить старинный двигатель с парусными лопастями, который все еще используется для целей ирригации в долине Ласити на о. Крит (Греция), где их так много, что часто ее называют Долиной десяти тысяч ветряных мельниц. Большое число ветронасосных агрегатов использовалось на американских фермах.

Более современная высоконапорная ветронасосная система разработана для целей ирригации в Канаде научно-исследовательским институтом Brace Research Institute. В ряде случаев вода подается

в водопроводную систему или водохранилище. В водопроводных системах ветронасосные установки большой мощности могут подавать воду из основного резервуара во вспомогательный, расположенный в другой части системы. Это можно осуществить или путем непосредственного механического привода насосов, или же с по-

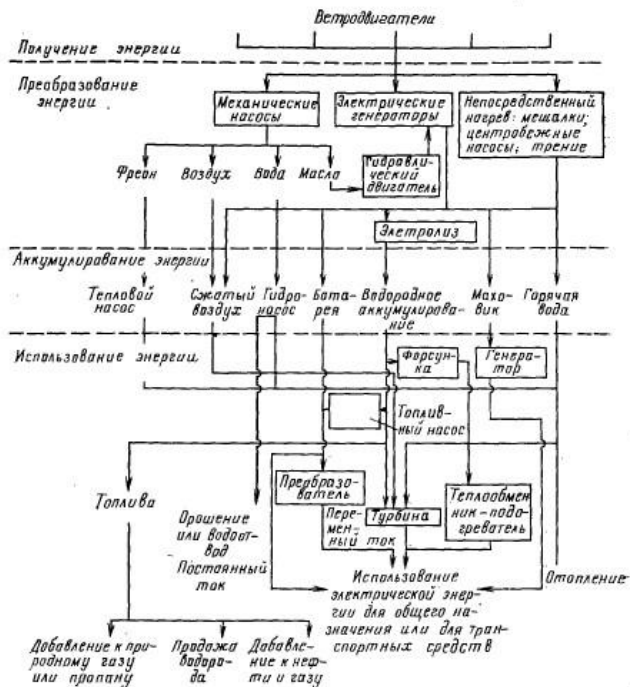


Рис. 1.9. Использование энергии ветра.

мощью ВЭУ, приводящих в действие насосы, подключенные к водопроводной системе.

На гидростанциях ветронасосные установки могут использоваться для перекачивания воды из вспомогательного водохранилища, расположенного ниже плотины станции, в главное водохранилище, находящееся выше плотины. Это дает возможность пополнять запас воды в нем при наличии ветра и, тем самым, увеличивать базовую мощность гидроэнергетической системы.

Энергия ветра может использоваться также на сжатие воздуха для различных целей, в том числе для работы газовой турбины для производства электрической энергии в периоды пиковых нагрузок энергосистемы. При такой схеме газовые турбины обычного типа могут быть модифицированы для соединения компрессора,

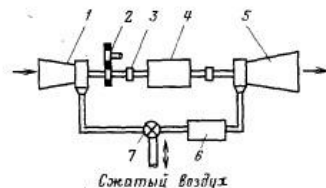


Рис. 1.10. Ветрогазотурбинное устройство.

1 — компрессор; 2 — привод от ветродвигателя; 3 — муфта; 4 — электрический генератор; 5 — турбина; 6 — форсунка; 7 — клапан регулирования расхода воздуха.

генератора и многоступенчатой турбины с помощью муфты (рис. 1.10). В рассматриваемом случае двигатель-генератор, который работает как двигатель, получающий энергию от ветродвигателя, вращает воздушный компрессор. Сжатый воздух подается в аккумуляторный резервуар или подземное хранилище большой емкости или очищает скважины природного газа, при этом сама турбина отсоединяется и топливо на ее работу не расходуется.

В другом режиме работы, когда мощность, требуемая для обеспечения основной нагрузки, подается от общей системы, компрессор отключается, а турбина соединяется с генератором. Топливо подается к форсунке, вращающей турбину, и сжатый воздух поступает в аккумуляторную емкость.

При адиабатическом сжатии воздуха, т. е. без потерь теплоты, его температура увеличивается. Если воздух аккумулировать в изолированных высокотемпературных контейнерах, то он хорошо сохраняет теплоту (так называемое адиабатическое аккумулярование). Если воздух используется для вращения турбины с заданной эффективностью, то к нему необходимо подводить меньшее количество теплоты, чем при нагреве без применения аккумуляторного контейнера и снижении температуры до температуры окружающей среды (так называемое изотермическое аккумулярование). Адиабатическое аккумулярование лучше изотермического в отношении сохранения энергии. Тепловой насос, приводимый в действие ветродвигателем, может быть использован также для отопления в целях экономии топлива и электроэнергии.

1.10.2. ВЫРАБОТКА ТЕПЛОТЫ

Механическая энергия, получаемая за счет кинетической энергии ветра, может быть использована для получения теплоты путем трения твердых материалов, вихревого движения больших масс воды или других жидкостей или при использовании центробежных насосов. Эту теплоту можно затем аккумуляровать в материалах

с большой теплоемкостью, подобных камню, соли и т. п. Ее можно также непосредственно использовать для отопления, в технологических процессах, для сушки сельскохозяйственных культур и т. п.

1.10.3. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Энергия ветра может быть использована для вращения синхронного генератора переменного тока; получаемая электрическая энергия непосредственно подается в сеть энергосистемы через повышающий трансформатор. В других случаях энергия ветра используется для выработки электрической энергии в виде постоян-

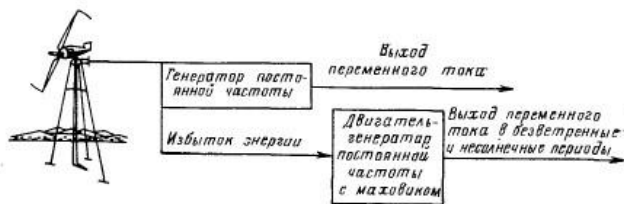
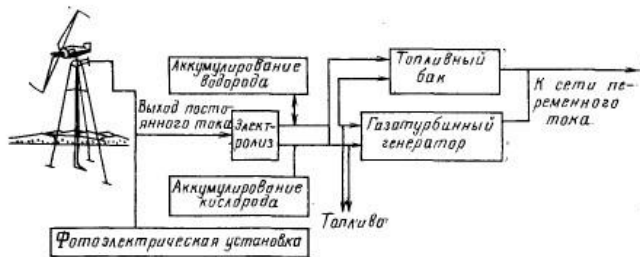
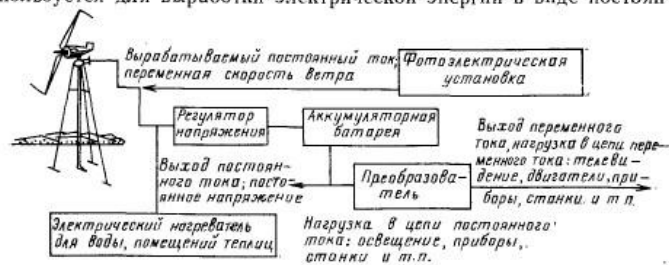


Рис. 1.11. Варианты преобразования и аккумуляции энергии.

ного тока и в нагревательных или отопительных приборах постоянного тока, например реостатных, или она аккумулируется в батареях и потом преобразовывается при использовании нагрузки, работающей на переменном токе.

В этих случаях энергию можно аккумулировать в механической энергии вращающегося маховика или в виде газов — водорода и кислорода, полученных при электролитическом разложении воды. Газы можно аккумулировать в сжатом виде в резервуарах или в газообразном в резервуарах или подземных хранилищах, оставшихся от использованных скважин природного газа, и т. п. (рис. 1.11).

Водород можно непосредственно использовать в качестве топлива в системах отопления и промышленных процессах, преобразовывать в электрическую энергию при использовании емкостей для хранения топлива и газотурбинных генераторов, работающих на водороде, или другими способами.

1.10.4. КОМБИНИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ

Представляется, что важное значение имеет использование энергии ветра совместно с другими источниками энергии, в частности традиционным топливом, энергией солнечного излучения, энергией, получаемой за счет разности температур в океане, биологическим преобразованием топлива и т. п.

Так как в большинстве мест ветер дует с перерывами, то для непрерывного получения энергии от автономно работающей установки необходимо аккумулировать ее на длительные периоды — 10 дней и более. Стоимость необходимого аккумулирующего устройства может быть снижена при комбинированном использовании энергии ветра с другими источниками энергии.

Например, в большинстве мест ветер часто дует в то время, когда не светит солнце, и наоборот, поэтому комбинированные системы с гелиоустройствами для преобразования энергии ветра и солнца, например фотозлектрическими или термическими, требуют меньше емкости аккумулирующих устройств, чем системы, которые используют только один из этих типов приемников энергии.

Так как скорость ветра в данный момент времени может значительно измениться на больших площадях, то большое число размещенных на них ВЭУ, работающих на общую сеть, также могут быть использованы для уменьшения емкости аккумуляторов при данной базисной нагрузке энергосистемы.

1.11. ВЫБОР УЧАСТКОВ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЭУ

1.11.1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТЕЙ ВЕТРА

Имеющиеся в настоящее время карты-схемы распределения средней энергии ветра над территорией США дают лишь весьма грубую ее оценку. Многие данные основаны главным образом на

измерениях, проведенных у поверхности земли вблизи аэропортов. Однако местоположение их выбиралось большей частью так, чтобы избежать мест, где локальные топографические условия благоприятствуют большим скоростям ветра. Другие карты-схемы получены путем приведения данных измерений ветра на больших высотах к стандартной высоте над поверхностью земли (рис. 1.12). На заштрихованных площадях среднегодовая скорость ветра на высоте 44 м равна или превышает 8 м/с. Многие из этих зон расположены

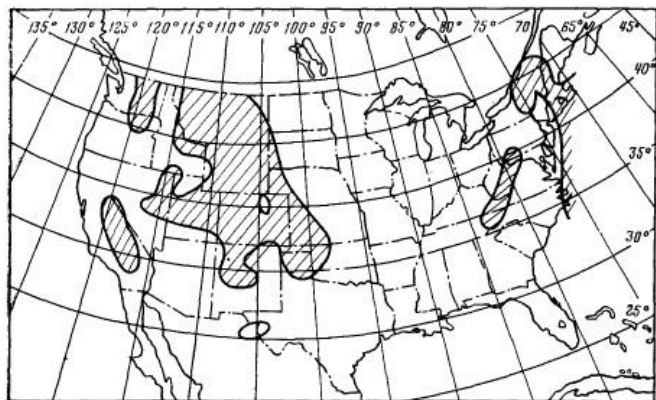


Рис. 1.12. Зоны территории США со среднегодовой скоростью ветра, превышающей 8 м/с.

вблизи населенных центров, таких, как Нью-Йорк, Нью-Ингленд, Западный Техас, Денвер, Колорадо Спрингс, Лос-Анджелес и Сан-Франциско. Другие же районы обслуживаются крупными энергосистемами, такими, как Bonneville Power Administration и Tennessee Valley Authority.

Суммирование средних мощностей, возможных в пределах контура со скоростями 8 м/с, в зоне, окружающей Великую Равнину, показывает, что даже при занижении данных в части эффективности работы и правильности размещения ветродвигателей только энергия ветра, которая может быть использована в этой зоне, в несколько раз превышает энергетические потребности США в настоящее время.

1.11.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕТРА

Мощность ветрового потока P , проходящего через поперечное сечение площадью F , равна произведению этой площади на ско-

рость потока V и кинетическую энергию единицы объема потока (или $\rho V^2/2$), т. е.

$$P = (FV) \rho V^2/2 = \rho FV^3/2.$$

Мощность, приходящаяся на единицу площади поперечного сечения потока, т. е. удельная мощность ветра, поэтому равна

$$P/F = \rho V^3/2$$

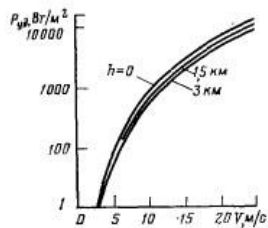


Рис. 1.13. Зависимость удельной мощности ветра $P_{уд}$ от его скорости V и высоты над уровнем моря h .

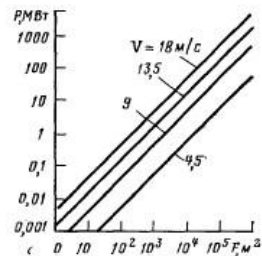


Рис. 1.14. Зависимость мощности ветрового потока P на уровне моря от сечения потока F и скорости ветра V .

В результате удельная мощность ветра на уровне моря увеличивается от 54 Вт/м² при скорости ветра 4,5 м/с до 1,5 кВт/м² при скорости ветра 13,5 м/с и до 7 кВт/м² при 22,5 м/с. С увеличением высоты плотность воздуха уменьшается, так что удельная мощность ветра становится меньше (рис. 1.13).

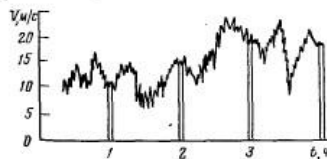


Рис. 1.15. Типовая запись скорости ветра (в среднем за 1 мин, по данным службы погоды США).

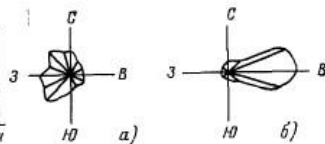


Рис. 1.16. Роза ветров, показывающая число часов действия в течение года ветра определенных направлений; а — роза ветров для Кливленда; б — роза ветров для Пуэрто-Рико.

Мощность ветрового потока пропорциональна площади поперечного сечения, через которую он протекает. Например, на уровне моря поток со скоростью 9 м/с и площадью поперечного сечения 9,3 м² обладает мощностью около 4 кВт, при увеличении площади до 93 000 м² она достигает 40 МВт (рис. 1.14). Ветер обычно часто

изменяется по направлению, и его скорость может быстро изменяться, характерно наличие больших порывов ветра (рис. 1.15, 1.16). Его средняя скорость также обычно значительно изменяется по сезонам в течение года. В большинстве мест его амплитуда часто в 2 или 3 раза выше зимой, чем летом.

График, показывающий число часов в году, в течение которых ветер в данном месте достигает различной среднечасовой скорости,

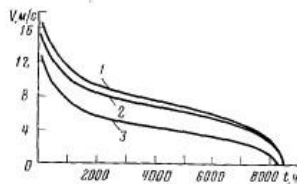


Рис. 1.17. Распределение среднегодовой скорости ветра для трех местностей:

1 — Грандлас-Клюба (при высоте расположения флюгера 43 м); 2 — аэропорта Амарилло (при высоте 7 м); 3 — Плам-Брука, штат Огайо (при высоте 40 м).

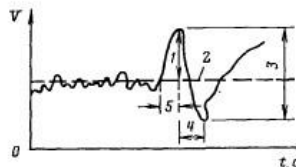


Рис. 1.18. Изменение скорости порыва ветра:

1 — максимальное значение скорости ветра при порыве; 2 — средняя скорость; 3 — максимальное изменение скорости при порыве; 4 — время падения скорости при порыве; 5 — время формирования порыва.

называют кривой повторяемости скоростей ветра (рис. 1.17)). Кривые, показывающие распределение среднегодовой мощности ветра, приходящейся на единицу площади, в зависимости от скорости ветра называют кривой распределения среднегодовой удельной мощности.

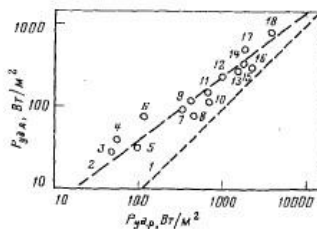


Рис. 1.19. Сравнение действительной $P_{удд}$ и расчетной $P_{удр}$ удельной мощностей ветра, подсчитанных по среднегодовой скорости ветра для различных местностей:

1 — расчетная зависимость для станции Нью-Мексико; 2 — энергия ветра, определенная по его среднегодовой скорости; 3 — Бербанк; 4 — Медфорд; 5 — Финикс; 6 — Рино; 7 — Тусон; 8 — Тампа; 9 — Альбукерк; 10 — Милленд; 11 — Колорадо-Спринг; 12 — Ла-Вега; 13 — Эль-Пасо; 14 — Амарилло; 15 — Лаббок; 16 — Уэйко; 17 — Грент-Фолс; 18 — Колд-Бей.

По оценкам Лаборатории Sandia, учитывающим кубическую зависимость между энергией ветра и его скоростью, а также порывистость ветра (рис. 1.18), который редко бывает установившимся, действительная энергия ветра, возможная в данном месте, может в 2 или 3 раза превышать энергию, подсчитанную по среднегодовой скорости ветра в этом месте. Поэтому в зависимости от чувствительности ветродвигателя к этим изменениям скорости ветра

ожидаемые его характеристики, определяемые по среднегодовой скорости ветра, могут быть заниженными (рис. 1.19).

Распределение среднегодовой удельной энергии ветра равно распределению среднегодовой удельной мощности, умноженной на число часов в течение года повторяемости соответствующей скорости (рис. 1.20). График распределения среднегодовой удельной

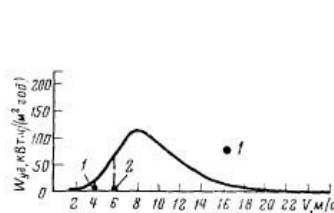


Рис. 1.20. Типовое распределение среднегодовой удельной энергии ветра $W_{уд}$ при различных скоростях V : 1 — наиболее частая скорость ветра; 2 — $V_r = 5,8$ м/с [суммарная $W_{уд} = 1800$ кВт·ч/(м²·год)].

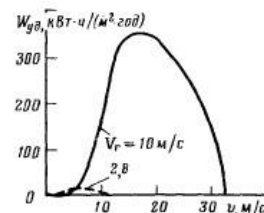


Рис. 1.21. Типовое распределение среднегодовой удельной энергии ветра $W_{уд}$ для местностей с малыми и большими среднегодовыми скоростями ветра V_r .

энергии ветра при различных скоростях в данном месте показывает, что наибольшую долю энергии содержат скорости ветра, превышающие среднюю; их вклад в суммарную среднегодовую выработку энергии, подсчитанную для всех его скоростей, обычно мал для скорости ветра, превышающей в 3 раза его среднюю скорость (рис. 1.21).

1.11.3. ВЫБОР УЧАСТКОВ

К выбору места расположения ветродвигателя необходимо проявлять особое внимание в связи с влиянием касательных напряжений и поджатия горизонтального ветрового потока, проходящего над поверхностью земли. Эти напряжения возникают при малых скоростях ветра вблизи подстилающей поверхности, а не на высотах, где скорость свободного потока достаточно велика. Скорость невозмущенного ветрового потока на достаточно большой высоте, где исключено влияние поверхностного трения, как правило, значительно больше, чем у поверхности или на стандартной высоте расположения анемометра, где обычно измеряется скорость ветра. Практически принимают, что скорость ветра на высоте увеличивается в степени 1/7 по отношению к скорости у поверхности земли.

Касательные напряжения ветрового потока и, следовательно, возможная энергия ветра зависит от шероховатости поверхности земли в данном месте, в том числе от сооружений, деревьев, ветродвигателей и других препятствий. В Швеции были проведены ис-

пытания в аэродинамической трубе для определения минимально допустимого расстояния между ветроколесами ВЭУ, необходимого для предотвращения их взаимовлияния. Результаты показали, что расстояние должно быть равно 6 диаметрам ветроколеса, по другим данным оно должно составлять от 8 до 12 диаметров.

Существенное влияние на работу ВЭУ оказывают поджатие и ускорение ветрового потока, проходящего над возвышенностями или в узких долинах. Часто оказывается возможным увеличить среднюю выработку ветродвигателя, если при установке его обращать внимание на увеличение средней скорости ветра в результате явлений, подобных указанным.

Условия, желательные для места установки ВЭУ, следующие: большая среднегодовая скорость ветра; отсутствие высоких препятствий с подветренной стороны на расстоянии, которое определяется высотой препятствия; плоская вершина; выравнивающая возвышенность (с отлогими склонами) на плоской равнине или островах озер или морей; открытые равнины или побережье; горное ущелье, образующее туннель.

1.11.4. ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ВЕТРА

Климатический центр National Climatic Center (NCC) собирает данные измерений характеристик ветра на 600 метеостанциях США, по которым можно определить средние скорости и направления ветра, распределение среднемесячной и среднегодовой энергии и мощности ветрового потока. Однако ввиду особенностей характера местности обычно имеет смысл провести детальные исследования ветра до выбора места установки ветродвигателя. Типовые измерения характеристик ветра для предполагаемого места установки ветродвигателя большой мощности обычно проводят трехчасовым анемометром и датчиком направления ветра, установленным на высоте 9 м (для получения предварительных данных), и 30 м (для долговременных исследований). Регистрирующие системы записывают данные о среднегодовых скоростях и направлениях ветра на обычную или магнитную ленту. Результатирующими являются недельные и месячные характеристики повторяемости ветра.

1.12. ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЭУ

1.12.1. РАЗВИВАЕМАЯ МОЩНОСТЬ

Мощность, развиваемая ветродвигателем обычного типа,

$$P = \eta V_T F_T (\Delta P + \Delta Q),$$

где V_T — скорость ветрового потока; F_T — площадь, ометаемая ветроколесом; ΔP — изменение давления в единице объема воздуха, проходящего через ветродвигатель; ΔQ — изменение кинетической энергии в том же объеме воздуха; η — КПД ветродвигателя.

такой ВЭУ, не будет существенно увеличиваться с ростом мощности, необходимой для получения коэффициента нагрузки, эквивалентного обычной энергосистеме, работающей на жидком топливе, или атомной электростанции.

Глава 2

ОБОБЩЕННАЯ ОЦЕНКА ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ США¹

Обобщенная оценка ресурсов США содержится в [2.1], а распределение располагаемой полной энергии ветра по географическим зонам описано в [2.2], где определены на территории США области с высоким ветроэнергетическим потенциалом и описаны сезонные изменения энергии ветра. Считается необходимым расширить и усовершенствовать оценки национальных запасов энергии ветра. В частности, анализ [2.2] неполностью учитывает некоторые важные факторы, например изменение плотности атмосферы с высотой и высоту измерения ветра над поверхностью земли.

В качестве части отчета National Wind Energy Mission Analysis для комиссии ERDA даны новые оценки национальных ветроэнергетических ресурсов: оценки фирмы Lockheed — California Company [2.23] и General Electric Company (GE) [2.4]. В исследовании [2.4] рассматривались на основе суммарных данных по 135 метеостанциям распределения над континентальной частью США отношения среднегодовой вырабатываемой энергии ВЭУ к ее установленной мощности для двух типов ветродвигателей.

Главной целью исследований лаборатории Pacific Northwest Laboratories было обобщение оценок ветроэнергетических ресурсов, данных лаборатории Sandia [2.2], и фирм Lockheed и GE. Они позволили дать последовательный анализ географического распределения полной энергии ветра над территорией США. Из табл. 2.1 видно, что в распределениях и оценках ветроэнергетических ресурсов имеют место известные несоответствия и расхождения, большинство из которых связано с выбором данных, принятыми допущениями и используемыми методами анализа.

Все очевиднее становится факт, что выработка более совершенных критериев оценки энергии ветра необходима больше, чем обоснование целесообразности ее использования. Например, если различные группы данных или различные методики дают значительные расхождения в оценках энергии ветра, то для опреде-

¹ Материал этой главы основан на сообщении, подготовленном лабораторией Pacific Northwest Laboratories (BNWL — WIND — 5).

Таблица 2.1. Среднегодовая мощность ветрового потока, приходящаяся на единицу площади, на высоте 50 м, для различных географических зон

Зона	Мощность, Вт/м		
	Sandia	General Electric	Lockheed
Выступ территории штата Техас	450—650	250—450	400—900
Восточная часть штата Канзас	300—400	200—300	180—990
Штат Айова	250—350	150—200	290—673
Восточная часть штата Северная Дакота	350—450	200—250	300—812
Южная часть штата Вайоминг	400—850	250—500	523—1030
Озеро Мичиган	200—250	150—200	210—840
Штат Индиана	200—250	100—200	200—565
Западная часть штата Нью-Йорк	200—350	150—300	140—1000
Атлантическое побережье США (от штата Нью-Йорк до штата Северная Каролина)	250—300	400—600	190—904
Центральное морское побережье США (от г. Лос-Анджелес до штата Алабама)	150—200	300—450	170—220
Побережье штата Техас	300—350	250—300	490—570
Побережье штата Орегон	200—300	400—600	800—1610
Возвышенность на западе штата Нью-Мексико	—	400—700	190—340
Возвышенность штата Аризона	—	100—200	100—430

Примечание. Значения, приведенные в таблице, определялись на основе общегосударственного анализа, выполненного для каждой из оценок. В это время в окончательном виде еще не было оценок фирм GE и Lockheed. Поэтому они могут измениться. Лаборатория Sandia провела анализ для высоты 10 м, и значения экстраполировались до высоты 50 м с использованием степенного закона изменения мощности с показателем 1/7. При использовании метода фирмы Lockheed изюдины не наносились, поэтому наименьшие и наибольшие значения отбирались для каждой площади.

ления того, какая из этих оценок будет более реальной, необходимо исследовать используемые критерии. При этих исследованиях наибольшее внимание уделяется соответствию суммарных распределений скорости ветра, характерным местам установок ветродвигателей, а также лучшей оценке энергии ветра для рассматриваемых мест с различными типами территорий. Станции для получения этих данных расположены часто в укрытых местах и не характерны для ветровых зон, наиболее пригодных для использования ветродвигателей.

В оценке запасов энергии ветра в стране наиболее важное значение имеет, по всей вероятности, итоговая карта географического распределения энергии ветра. По карте легко определить площади со сравнительно высокими или, наоборот, низкими значениями ресурсов ветра. Ее оценки даются для типовых высот расположения от поверхности земли оси ветродвигателя: 15 м для малых ВЭУ и свыше 50 м для больших. Над областями со слегка пересеченной холмистой местностью оценки даются для открытых территорий, рассматриваемых в качестве потенциальных мест установки ветродвигателей.

2.1. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Как указывалось в гл. I, полная мощность ветрового потока, проходящего через единицу площади ветроколеса, нормальной к его направлению, составляет $P = \frac{1}{2} \rho V^3$.

Так как энергия ветра пропорциональна кубу его скорости, то даже небольшое увеличение скорости приводит к значительному увеличению энергии. Так, возрастание скорости ветра в 2 раза сопровождается восьмикратным увеличением его энергии. Местная скорость ветра зависит от окружающей среды, в частности от наличия холмов, деревьев и зданий. С ростом высоты от поверхности земли скорость в пограничном слое увеличивается. Поэтому отбор места и высоты расположения ветроколеса относительно поверхности — это два весьма важных фактора, которые необходимо учитывать при определении оптимальной энергии ветра.

Для расчета ветроэнергетических ресурсов необходимо знание распределения скоростей, а не средней скорости. Для использования данных ежечасных или трехчасовых измерений скорости ветра необходимо определить характерные кривые распределения ее частот. Эти распределения составляются климатическим центром National Climatic Center (NCC) для выбранных периодов времени по данным многих метеостанций США, производящих измерение ветра. Однако высота анемометра и его местоположение значительно изменяются на многих станциях за период записи, для которого проводится обобщение данных. Эти изменения могут быть причиной значительных ошибок в оценке энергии ветра, обусловленных большой разницей в значениях энергии при изменении высоты и местоположения анемометра.

Определение суммарных данных по средней скорости ветра за желаемый период наблюдений может быть проведено на многих станциях при сохранении в течение этого периода неизменной высоты расположения анемометра.

Эмпирический метод, разработанный в [2.5] и испытанный в шести местах Новой Англии, показывает, что действительная энергия ветра может быть определена с точностью $\pm 20\%$, если использовать значение средней скорости ветра. С другой стороны, в [2.6] показано, что для точной оценки форма кривой распределения скорости ветра должна быть симметричной, и метод, предложенный в [2.5], непригоден, если кривая распределения скорости ветра сильно скошена или деформирована. При использовании метода [2.5] действительная энергия ветра недооценивалась, например, для северо-запада тихоокеанского побережья США более чем на 50%.

Энергия ветра, приходящаяся на единицу площади поверхности земли, $W_{уд}$, определяется по выражению

$$W_{уд} = P_{уд} \Delta t,$$

где $P_{уд}$ — мощность, приходящая на единицу площади, Вт/м²;
 Δt — период времени, ч (1 МВт·ч/м² в год эквивалентен среднегодовой мощности примерно 114 Вт/м²).

2.2. ОБОБЩЕННЫЕ ДАННЫЕ

Все метеорологические данные, полученные метеослужбой National Weather Service (NWS), советом Federal Aviation Administration и военными службами, собирались климатическим центром NCC (Ашвилл, штат Северная Каролина). Всесторонний обзор имеющихся и обобщенных данных измерений скоростей ветра над сушей и морской поверхностью и предельных значений измеренных характеристик (скоростей ветра, его порывов, турбулентности и данных измерений, полученных на башнях) был дан в [7]. В центре NCC составлен указатель метеостанций, для которых имеются обобщенные распределения скорости ветра.

Суммарные распределения скорости ветра по поверхности включают:

частотные распределения скорости ветра на 758 станциях, первоначально составленные лабораторией Sandia с целью оценки ветроэнергетических ресурсов (эти данные упоминаются как использованные лабораторией Sandia);

программа STAR (Stability Array) определения частотных распределений скорости ветра на 300 станциях;

сводные распределения скорости ветра в квадранте Марсдена (площадь, ограниченная 1° широты и 1° долготы) и данные военно-морского ведомства, основанные на измерениях на судах.

Кроме того, обработаны данные ежечасных (с 1965 г. — трехчасовых) измерений ветра свыше чем на 1000 метеостанций США, на числовых данных которых построена программа STAR.

Использование упомянутых типов данных и предельных ветровых данных для оценки ветроэнергетического потенциала США заключается в следующем. Распределения скорости ветра, составленные лабораторией Sandia, используются для оценки национальных ветроэнергетических ресурсов лабораторией Sandia и фирмами GE и Lockheed. Как указано в некоторых из оценок, сводные данные имеют ряд основных ограничений: период наблюдений существенно разный для различных станций — изменяется от 2 до 30 лет и более;

высота расположения анемометра часто изменялась за весь период измерений, по которому определялись сводные данные;

число классов скоростей ветра изменялось от станции к станции в пределах от 3 до 16. Это может привести к значительным ошибкам в оценке энергии ветра по отдельным станциям, поэтому сводные данные нужно использовать с осторожностью.

Программа STAR дает частотные распределения скорости ветра в зависимости от его направления для отдельных устой-

чивых классов и комбинированно для всех классов. Это означает, что сводные данные даются без учета устойчивости. Эти обобщения несколько лучше тех, при которых классы скоростей ветра считаются идентичными для всех станций. Многие сводные данные относятся к последнему периоду времени (60-е и 70-е годы), когда высота расположения анемометра была в основном постоянной. Хотя сводные данные программы STAR и не использовались в ряде оценок ветроэнергетических запасов США, они могут служить для них ценным дополнением.

Сводные распределения скорости ветра в квадранте Марсдена и данные Военно-морского ведомства полезны для получения картины относительного распределения энергии ветра над прибрежными водами. Они не очень надежны на характерных высотах и правильны при измерениях на борту судна и применении этих данных к соответственным оценкам энергии ветра вблизи прибрежной зоны, т. е. в незатененных местах побережья и местах, находящихся на расстоянии 5—10 км в сторону моря.

Обработанные данные ежечасных (или трехчасовых) измерений ветра представляются наилучшей системой данных для использования при репрезентативных оценках энергии ветра. Период измерений может быть выбран таким, чтобы высота расположения анемометра была постоянной, а ошибку, связанную с влиянием на энергию ветра класса скорости ветра, можно устранить, поскольку энергию ветру подчитать непосредственно по данным наблюдений. Однако, хотя это и необходимо, использование данных измерений для определения энергии ветра более дорогостояще, чем применение осредненных данных.

В [29] данные измерений через каждые три часа использованы для изучения энергии ветра над Великими равнинами и Нью-Ингленд.

Данные, полученные с помощью радиозондов на небольших высотах (150, 300 м и более) обобщены по классам скоростей ветра с интервалом 5 м/с для 65 станций радиозондирования в США. Сводные данные даются раздельно для радиозондов 00Z и 12Z большей частью для 5-летнего периода наблюдений. Эти данные были первоначально обобщены NCC в исследованиях [2.9]. Структура потока обычно более когерентна, чем его скорость, а влияние топографии местности и шероховатости подстилающей земной поверхности здесь значительно меньше. Однако главные ограничения в использовании этих радиозондных данных состоят в следующем:

двухсуточные наблюдения недостаточны, поскольку они, например, не дают представления о влиянии суточных колебаний; станции разбросаны на слишком большом расстоянии одна от другой;

интервалы скорости ветра изменяются в очень широких пределах;

недостаточны точность определения скорости ветра радиозондом на высоте 150 м и ее экстраполяции на высоте 50 м.

Для оценки наибольшей энергии ветра могут с успехом использоваться данные таких источников, как климатологические карты [2.10] и статистические параметры ветра в верхних слоях при 85,0 кПа (высота около 1500 м) и 70,0 кПа (высота около 3000 м). В качестве источника для оценки энергии ветра в верхних слоях атмосферы над США могут быть использованы также данные 12-часовых наблюдений для стандартных уровней (например, 85, 70, 50 кПа), собранные метеоцентром National Meteorological Center, Suitland. Энергия ветра в верхних слоях атмосферы используется для оценки ветроэнергетического потенциала над гористыми местностями.

2.3. УЧЕТ ОБЩИХ ФАКТОРОВ

Имеется много факторов, которые необходимо учитывать для получения характерных оценок энергии ветра и ее географического распределения. Один из важных факторов, который должен учитываться, — это надежность данных по скоростям ветра: насколько хорошо установлена выдержка анемометра, какова точ-

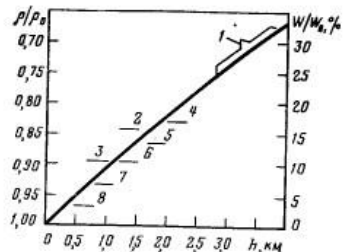


Рис. 2.1. Уменьшение энергии ветра W в зависимости от высоты над уровнем моря h , обусловленное изменением плотности атмосферы (отношение плотностей подсчитано при стандартной плотности на уровне моря $\rho_0 = 1,225 \text{ кг/м}^3$):
1 — типичные скалистые горные вершины; 2 — Айдахо-Фолс; 3 — Амарилло; 4 — Шайенн; 5 — Денвер; 6 — Грейт-Фолс; 7 — Додж-Сити; 8 — Бисмарк.

ность измерений и каков метод регистрации данных? Для целей авиационной навигации ошибка, равная 1 м/с, не имеет большого значения. Однако разница в оценке энергии ветра при $V_r = 4,4 \div 5,6 \text{ м/с}$ составляет 100%. Таким образом, незначительные изменения в скорости ветра вследствие неодинакового интервала: осреднения или разной точности прибора могут привести к значительным ошибкам в оценке энергии ветра.

К основным факторам, влияющим на точность оценки энергии ветра, относятся: изменение плотности атмосферы в зависимости от высоты и температуры, высота измерения ветра над уровнем моря, характер подстилающей поверхности и местных возвышенностей, соответствие имеющихся данных по ветру, местоположение ветродвигателя, принятый закон изменения энергии ветра по высоте, число классов скорости ветра, методика оценки энергии ветра над гористыми районами и прибрежными водами, методика использования данных измерений радиозондами и методы интер-

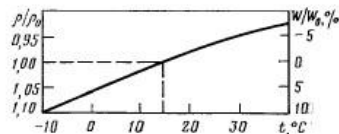
поляции и анализа, используемые для получения карт-схем ветроэнергетических ресурсов.

Последний фактор при неправильном его использовании может привести к крупным искажениям в оценках географического распределения энергии ветра. Некоторые из этих факторов, например такой, как интервалы осреднения прибора, точно не известны, их нельзя учитывать при оценке энергии ветра, так как они могут быть источником ошибок. Наиболее важные общие факторы рассматриваются ниже.

Плотность атмосферы. Энергия ветра прямо пропорциональна плотности атмосферы, которая уменьшается в зависимости от высоты и температуры. Плотность на уровне моря по стандартной атмосфере США равна $1,225 \text{ кг/м}^3$. На рис. 2.1 показана зависимость между высотой, плотностью и процентным уменьшением энергии ветра. При использовании в расчетах для многих мест Великих равнин и высот на западе страны значений плотности на уровне моря энергия ветра может быть завышена (например, на 17% в Шайенн, штат Вайоминг).

На рис. 2.2 показано влияние на энергию ветра изменений температуры по данным фирмы Lockheed [2.2]. Они основаны на обработке данных семи станций, расположенных на значительном расстоянии одна от другой в пограничных зонах США, и показывают, что среднемесячная плотность атмосферы отличается от стандартной плотности на высоте обычно менее чем на 5% и редко — более чем на 10%.

Рис. 2.2. Изменение энергии ветра W и плотности атмосферы ρ в зависимости от температуры t (относительная плотность ρ/ρ_0 подсчитана по данным стандартной атмосферы США на уровне моря: $t = 15^\circ \text{C}$ и $\rho_0 = 1,225 \text{ кг/м}^3$).



Пренебрегая сезонными изменениями температуры, получаем, что летом энергия ветра расчетами несколько завышается, а зимой занижается. Следовательно, среднегодовая энергия ветра занижается в тех районах, где более ветреные периоды приходится на холодные месяцы.

Высота расположения анемометра на станциях метеослужбы NWS значительно изменяется в течение года. Типовая высота датчика ветра над поверхностью земли на различных станциях изменяется от 4 до 60 м. Тем не менее высоту 10 м часто принимают в качестве стандартной высоты расположения анемометра. Многие анемометры расположены вблизи аэропортов или зданий. В городах и на проспектах анемометры располагают на зданиях для получения лучших условий для действия ветра. Однако сами здания представляют собой препятствия для ветрового потока

в месте, где помещен анемометр, зависящие от высоты расположения анемометра относительно крыши здания и формы здания. Таким образом, показания анемометра нельзя рассматривать независимо от потока воздуха для определения правильно оцениваемых характеристик.

На большинстве станций высота расположения анемометра и его местоположение изменяются за период времени, в течение которого обобщаются данные по скорости ветра или имеются частотные распределения. Значение энергии ветра резко изменяется при изменении высоты анемометра и в типичных случаях увеличивается на 30—60 % при изменении высоты от 10 до 20 м. Таким образом, помимо всех остальных факторов временные и пространственные изменения высоты расположения анемометра значительно затрудняют получение характерных оценок по обобщенным распределениям скорости ветра.

Начиная с конца 50-х и в течение 60-х годов NWS повторно расположило анемометры примерно на высоте 6 м от поверхности земли. В 1965 г. такое размещение было выполнено на большинстве станций.

Изменение высоты расположения анемометра на большинстве станций метеослужбы NWS в США включено в местные климатологические данные справочника «Local Climatological Data», опубликованные NCC. В сообщении [2.11] приводятся значения высоты расположения анемометров для 478 станций, используемых лабораторией Sandia, и представлены таблицы энергии ветра для этих станций. Однако высота расположения анемометра изменяется за период наблюдений или же неизвестна для многих станций и поэтому принимается для этих станций равной 10 м. Если действительная высота больше 10 м (например, от 15 до 20 м), то такое допущение может привести к значительному превышению энергии ветра на уровне 10 м и, следовательно, для всех других уровней.

Влияние микрорельефа местности. Менее 20 % площади США может рассматриваться как плоская территория с местным изменением высоты, не превышающим 30 м [2.12]. Площади, по которым определяется местное изменение рельефа местности, образуют квадрат со стороной 9,6 км. Таким образом, большинство равнинных территорий США могут быть классифицированы как изменяющиеся от слегка холмистых и вплоть до возвышенных местностей с местными изменениями высоты, большими чем 30 м.

Очень незначительные перепады высоты могут вызвать значительные изменения в энергии ветра. В районах с умеренно холмистыми территориями (определяемыми как имеющие местные изменения высоты от 30 до 100 м) многие метеостанции, производящие измерения ветра, расположены в низменных местах. Такой рельеф местности не характерен для возвышенностей, наиболее подходящих для установки ветродвигателей. При средней скорости ветра от 3 до 7 м/с увеличение ее на 1 м/с может дать возрастание располагаемой энергии ветра от 50 до 100 %.

Иллюстрацией этого может быть г. Рочестер, расположенный в холмистой местности на юго-востоке штате Миннесота. Рочестерская станция NWS, расположенная на гребне горы, возвышается на 100 м над городом и находится ниже окружающих возвышенностей. Среднегодовая скорость ветра здесь 5,7 м/с, что на 1—2 м/с больше, чем на других станциях NWS в радиусе 250 км. Соответственно энергия ветра в Рочестере больше, чем на окружающих станциях, на 50—100 %. Таким образом, оказывается, что Рочестер — это единственная станция метеослужбы NWS в этом районе с энергией ветра, типичной для площадей, характерных для вероятных мест установки ветродвигателей.

Поэтому при оценке соответствия станций вероятному месту размещения ВЭУ необходимо учитывать высоту расположения станции относительно окружающих возвышенностей на местности. Анализ основывается только на среднем для всех станций значении высоты, при котором площадь отражает влияние относительного возвышения для большинства станций.

В другом методе оценки энергии ветра по средней высоте рассматриваемой площади для районов с возвышенностями или холмистой местностью используются данные радиозондирования измерений на малых высотах и экстраполяция значений для характерных местных высот. Однако он ограничен, как это уже отмечалось ранее, вследствие использования для оценки энергии ветра данных радиозондирования.

Вертикальная экстраполяция ветра. В околосреднем пограничном слое имеется много факторов, влияющих на изменение скорости ветра в зависимости от высоты слоя относительно поверхности земли. К ним относятся шероховатость поверхности, устойчивость атмосферы и значение скорости ветра. Для экстраполяции изменения скорости ветра на различных высотах часто используют две зависимости. Одна из них — логарифмический профиль скорости

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\ln(h_2/l_0)}{\ln(h_1/l_0)},$$

где V_2 и V_1 — соответственно скорости ветра на высотах h_1 и h_2 ; l_0 — высота элементов шероховатости. Логарифмический профиль соответствует условиям нейтральной устойчивости атмосферы и, большиим скоростям ветра.

Вторая зависимость — степенной закон для профиля скорости:

$$V_2/V_1 = (h_2/h_1)^\alpha,$$

где α — безразмерный показатель степени, значение которого зависит от скорости ветра, устойчивости атмосферы и шероховатости поверхности. Так как энергия ветра изменяется пропорционально кубу его скорости, то показатель степени для энергии ветра будет равен 3 α .

Степенной закон может применяться также для осреднений энергии ветра. В [2.1] показано, что значение $\alpha=1/7$ в этом случае достаточно обосновано. В [2.13] на основании исследования данных, полученных на башнях в четырех различных местностях США, принимается среднее значение $\alpha=0,23\pm 0,03$. Исследования, результаты которых приведены в [2.1] и [2.13], показали, что изменение скорости ветра в зависимости от высоты будет функцией V_r и высоты, на которой проведены измерения, а зависимости, используемые для оценки α , — функцией скорости ветра и высоты расположения анемометра. По существу, эти зависимости исходят из того, что значение α уменьшается с увеличением средней скорости ветра, т. е. увеличение скорости ветра с высотой не будет значительным при больших скоростях ветра.

Ни одно из ранее упоминавшихся значений α не дает хорошей аппроксимации данных для всех местоположений башни: например, данные телебашни в Филадельфии дают $\alpha=0,34$ [14]. Изменение экстремальных значений скорости ветра у поверхности земли для различных метеостанций, даже расположенных в однородных районах, таких, как западные штаты США и Великие равнины, объясняет большую часть изменений средних значений α . Следовательно, трудно обосновать использование одного значения α по сравнению с другим для пересчета скорости ветра по национальной шкале. Кроме того, значение α для места, соответствующего вероятному местоположению ветродвигателя, может значительно отличаться от оцениваемого по имеющимся данным измерений на башнях. Однако некоторые допущения относительно вертикального градиента скорости (и энергии) ветра должны быть сделаны для определения энергии ветра на высоте установки оси ветроколеса.

Список высоких башен, оснащенных приборами, составлен в [2.15] и [2.16]. Он включает многочисленные данные, полученные на башнях, а также данные и по имеющимся в стране атомным электростанциям и электростанциям, работающим на твердом топливе. Сообщение об обобщенных данных по параметрам ветра, полученных на башнях атомных станций в США, дано в [2.17]. Этот источник данных может быть использован для более подробного учета влияния на вертикальный градиент скорости ветра характеристик местности, климатологических данных и шероховатости поверхности.

Гористые районы. При рассмотрении результатов немногих имеющихся исследований и сводных данных для ветров на горных вершинах зависимость между скоростями ветра в атмосфере и горных районах будет, вероятно, весьма непостоянна и сложна. На некоторых горных вершинах скорость ветра может быть больше, чем в атмосфере, в то время как на других она может быть меньше на 30 %.

В [2.18] дается оценка записи скорости ветра на шести горных вершинах высотой от 800 до 3000 м, расположенных в Европе.

Значения скоростей для отдельных вершин отличаются от значений скорости свободного ветра менее чем на 30 %. Так как окружающая местность создает значительный эффект трения, то 80 % или более вершин находится под действием струйных течений. На рис. 2.3 приведена зависимость средней скорости ветра, измеренной у горных вершин, от скорости свободного ветрового потока на той же высоте в данном районе.

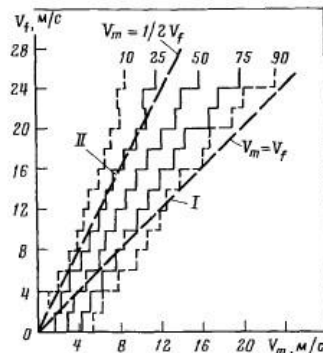


Рис. 2.3. Зависимость скорости ветра V_m , измеренной у горных вершин, от скорости свободного ветрового потока V_f на той же высоте в данном районе (по данным частотных распределений, полученных с помощью радиозондных измерений для различных соотношений V_f — от 10 до 90 %) [18]:
I — $V_m = V_f$; II — $V_m = 0,5V_f$.

Зависимость показывает, что скорость ветра у вершин обычно меньше, чем скорость свободного ветрового потока на высоте, равной высоте вершины (кроме малых скоростей ветра). В 25 % случаев скорость ветра у вершин вдвое меньше скорости свободного ветрового потока. Таким образом, оказывается, что в среднем скорость ветра у вершин составляет от 60 до 70 % скорости свободного ветрового потока при значениях ее, больших 8 м/с. Однако анализ [2.18] показывает также, что соотношения между скоростью у вершин и свободного ветрового потока на высоте вершин с достаточным основанием можно считать не зависящими от значений высоты, если на сравнительно малых пиках имеют иногда место большие средние скорости ветра, чем на более высоких пиках.

В [2.19] исследовалась зависимость скорости свободного ветрового потока также и у вершин. Результаты исследований для трех горных вершин высотой от 2000 до 3000 м показывают, что в отличие от самой гористой местности ветер у изолированной горной вершины не будет турбулентным или порывистым. Измерения скорости ветра в нескольких гористых местностях США также дают сложную зависимость между скоростью свободного ветрового потока и ветра у вершины [2.2, 2.3].

Таким образом, оказывается, что располагаемая энергия ветра у вершины горы зависит как от формы и взаимного расположения высот окружающей местности, так и от высоты гор. На западе многие расположенные ниже изолированные вершины могут иметь более или менее заметный уровень энергии ветра при более вы-

сокой горной зоне. Известно, что сильные ветры часто бывают в горных проходах или в глубоких ущельях. Для исследования влияния геометрии различных склонов и распределения по высоте слоев атмосферы при течениях над вершинами было проведено изучение на моделях в аэродинамической трубе.

Прибрежные районы и зона прибрежных вод. В прибрежном районе средняя скорость ветра в типичном случае больше над океаном, чем над сушей, прежде всего вследствие большего поверхностного трения над сушей. В зоне прибрежных вод и на открытых местах побережий, подобных мысу и морской косе, энергия ветра может быть в два или большее число раз больше, чем при расчете ее по данным прибрежных башен. Измерение ветра на большинстве прибрежных башен проводилось на большем удалении от моря (0,5 км и более) или вдоль открытых площадей (в бухтах и заливах). Они были характерны для скоростей ветра в прибрежных ветровых районах и зоне прибрежных вод. Это уменьшение скорости ветра при удалении от берега моря значительно больше вдоль прибрежного района на пересеченной местности (например, территория штата Мэн и побережье Тихого океана).

При рассмотрении прибрежных районов важное значение имеет преобладающее направление ветра: в сторону моря или суши. Места, где ветер направлен в сторону моря, обычно более ветреные, чем те, где ветер направлен в сторону суши. Например, на восточном побережье озера Гранд-Лейк энергия ветра больше, чем на западном, благодаря тому, что ветер в основном дует в западном направлении.

Сравнительные ветровые данные для прибрежных районов в США очень ограничены. Для получения распределений средних скоростей ветра над прибрежными водами используют наблюдения на судах, так как они более пригодны для прибрежных мест, чем данные, полученные на береговых башнях. Поэтому наблюдения на судах осредняют по большой площади прибрежных вод шириной до 100 км. Однако данные, полученные на судах, должны быть использованы с осторожностью вследствие того, что точно не известны высота измерения ветра, расположение мест измерения на поверхности, точность и периодичность измерений.

2.4. ОБЗОР ОЦЕНОК

Оценка географического распределения полной энергии ветра над территорией США проводилась лабораторией Sandia [2.1], фирмами Lockheed [2.2], GE [2.3]. Данные измерений лабораторией Sandia послужили основой для последующих исследований. При обзоре этих оценок обнаружилось расхождение и различия в географических распределениях энергии ветра и оцениваемых значений (см. табл. 2.1). Главной проблемой, с которой столкнулись все исследователи, была методика оценки энергии ветра при огромном разнообразии расстояний между станциями на поверх-

Таблица 2.2. Сводные данные и характеристики, используемые при оценке ветроэнергетических ресурсов США различными фирмами

Данные и характеристики	Лаборатория Sandia	Фирма GE	Фирма Lockheed	Примечание
Используемые характеристики ветра у поверхности земли	Частотные распределения скорости ветра лабораторией Sandia	Частотные распределения скорости ветра лабораторией Sandia	Частотные распределения скорости ветра лабораторией Sandia	Имеются многочисленные характеристики ветра у поверхности земли
Число станций, используемых для анализа ветра у поверхности земли	Использованы данные наблюдений на 758 станциях	Не указано; первоначально использовались данные по специально оборудованным станциям	Использовались данные наблюдений на 478 станциях и выборочные данные по специально оборудованным станциям	—
Метод оценки энергии ветра	Уз принята средней для класса скорости ветра	Уз принята средней для класса скорости ветра	Уз соответствует интегральному распределению скорости энергии ветра представляемому средней; оценивается в каждом десятичном интервале	Средняя для класса скорости энергии ветра заявлена на 7% относительно среднего значения
Учет вариаций в высоте расположения анемометра	Изменение высоты расположения анемометра не учитывается	Изменение высоты расположения анемометра не учитывается; высота принимается равной 10 м	Особенности в расположении анемометра известны. Высота принималась равной 10 м вне зависимости от того, изменялась ли она за период наблюдений или же это изменение неизвестно	Высота расположения анемометра изменялась от 6 до 60 м. Стандартная высота была принята равной 6 м в 1960 г.
Учет изменения плотности воздуха в зависимости от высоты расположения станции	Изменение плотности не учитывается	Изменение плотности не учитывается	Изменение плотности не учитывается	Использование плотности на уровне моря дает значения энергии ветра, завышенные на 8,5—9%/км при увеличении высоты

Данные и характеристики	Лаборатория Sandia	Фирма GE	Фирма Lockheed	Примечание
Данные радиозондов на небольшой высоте, прибор на высоте 150 м	Не используются	Оценивается энергия ветра на высоте 150 м по частотным распределениям 65 станций; годовая оценка только для 00z	Не используются	Использование этих данных для значения энергии ветра, зашифрованные на 30—60%
Закон изменения скорости ветра по высоте	Принимается закон с показателем 1/7. Рассматривается разностный метод	Проводится экстраполяция от 150 до 50 м с использованием эмпирических зависимостей	Проводится экстраполяция от 10 до 50 и 100 м с показателем степенного закона 0,2 дает значение энергии, на 30% больше, чем при показателе степени 1/7	Экстраполяция вниз до 50 м с показателем степенного закона 0,2 дает значение энергии, на 30% больше, чем при показателе степени 1/7
Новые ветровые данные	Климатологическая карта Кратчер	Климатологическая карта Кратчер	Климатологическая карта Кратчер	—
Использование в расчетах наибольших значений плотности воздуха	Используется плотность на уровне моря	Используется наибольшее значение плотности	Используется наибольшее значение плотности	Плотность воздуха на высоте 3 км на 75% меньше плотности на уровне моря

Данные и характеристики	Лаборатория Sandia	Фирма GE	Фирма Lockheed	Примечание
Метод оценки энергии ветра на горных вершинах	Энергия 85,0 кПа принимается типичной для восточных гор и 70,0 кПа — для западных	Принимается $V_m = V_f$, т. е. $P_m = P_f$ (индекс m — для гор, f — для свободного потока воздуха)	Принимается $V_m = \frac{1}{2} V_f$, т. е. $P_m = \frac{1}{2} P_f$ (индекс m — для гор, f — для свободного потока воздуха)	Отношение энергии ветра на вершине горы и в свободном потоке воздуха различно (от $<1/8$ до >1)
Использование данных измерений параметров ветра для побережья и прибрежных вод	Используются данные, полученные на станциях побережья, выбранных Sandia	Используются данные, измеренные на судах в квадрате Мерседена и восточных прибрежных сто-морских базах	Используются данные, полученные на станциях побережья, выбранных Sandia и некоторых дополнительных станциях	Данные, полученные на многих станциях побережья, не характерны для остальных мест
Методы анализа данных	Изодиния, Vt/m^2 , используются для поверхности и верхних слоев, значения шероховатости поверхности определяются при геометрическом осреднении. Среднегодовые сезонные скорости ветра применяются у поверхности, сезонные — для верхних слоев	Изодиния используются для поверхности уровня 150 м, верхних слоев и уровня 50 м, суточные уровни тип анализа. Применяются только средние значения	Изодиния отсутствуют. Значения плотности энергии нанесены на карту США для каждой станции. Классы энергии ветра представлены различными цветами. Годовая и сезонная карты энергии получены для высот 10, 50 и 100 м	В энергетических характеристиках и оценках обнаружены несоответствия

ности и в гористых местностях, прибрежных водах и в зонах с ограниченными данными. Эти проблемы приводили большей частью к расхождению и противоречиям.

В табл. 2.2 приводятся или обобщаются первичные данные, применяемая методика, принятые допущения и методы анализа, используемые в каждой из этих оценок. Этот параграф разбит на две части: в одной описываются методика и имеющиеся данные для оценки энергии ветра, в другой — результат анализа его ресурсов.

2.4.1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ

Лаборатория Sandia и фирмы GE и Lockheed используют для оценки ветроэнергетических ресурсов одни и те же частотные характеристики распределения скорости ветра, полученные фирмой Lockheed. Оценки фирм GE и Lockheed были выборочными и проводились по данным специально отобранных станций. Фирма Lockheed исключала станции с так называемыми «ограниченными данными», т. е. с тремя классами скоростей ветра или с числом суммарных наблюдений в месяц меньше 4000. В процессе отбора учитывались станции с минимальным периодом наблюдений в шесть лет. В то же время данные по многим станциям с «ограниченными данными», которые расположены в зонах со сравнительно большой энергией ветра, были включены в карту среднегодовой плотности энергии. Фирма GE использовала некоторые станции с числом классов скоростей ветра менее пяти, а над континентальной частью США упор был сделан на использование, в первую очередь станций NWS. Таким образом, фирма GE использовала значительно меньше станций, чем фирма Lockheed, но ее оценки основываются главным образом на данных радиозондов.

В дополнительные сводные и имеющиеся данные по ветру, которые не использованы при оценке ветровых ресурсов, включаются обработанные данные ежечасных (или трехчасовых) измерений ветра.

Метод оценки энергии ветра на ограниченной территории (площади), использованный лабораторией Sandia и фирмой GE, основан на том, что расчет энергии ветра ведут по частотным распределениям скорости ветра, используя среднюю скорость для каждого класса. Фирма GE установила, что значение энергии ветра, рассчитанное по средней скорости в каждом классе, больше (от 3,2 до 10,5 % для семи оцениваемых станций) ее значения, подсчитанного по индивидуальным ежечасным измерениям скорости ветра. На всех этих станциях использовались одиннадцать классов скорости ветра. Однако в [2.1] указывается, что использование среднего класса скорости ветра для данного класса дает в большинстве случаев не более чем удвоенную ошибку.

Исследования фирмы Lockheed показали, что при уменьшении числа классов скорости ветра процентная ошибка определяемой

энергии увеличивается. Из общего числа станций, изученных лабораторией Sandia, 128 имели только три класса скорости ветра и 263 — шесть и менее классов. Энергия ветра, оцениваемая по этим сводным данным, обычно на 10—30 % выше, чем рассчитанная по фактическим данным ежечасных измерений.

Фирма Lockheed не использовала при расчете энергии ветра средние скорости ветра по классам. Вместо этого собирались данные по повторяемости скоростей ветра, сгруппированные по классам. Эти интегральные распределения представлялись плавными изменяющимися кривыми (слайдами) и оценивались в каждом десятичном интервале. Энергия ветра определялась пропорционально кубу скорости. При этом разница в энергии ветра, оцениваемой на основе этой методики, и по средним значениям по классам обычно меньше 5 %.

Изменение высоты расположения анемометра. Только фирма Lockheed дает обзор данных по высоте расположения анемометра на всех использованных станциях. Скорость ветра, измеренная на высоте расположения анемометра, приводилась к высоте 10 м, а затем от этого уровня осуществлялся переход на высоты до 50 или 100 м. При этом использовалась формула степенного закона изменения профиля скорости ветра по высоте. В то же время указывается, что для станций, у которых высота расположения анемометра неизвестна или изменяется за рассматриваемый период, исходная высота принималась равной 10 м. До 1960 г. типовая высота расположения анемометра была большей частью от 10 до 40 м от поверхности, так как часто он устанавливался на зданиях и в аэропортах.

При использовании степенного закона изменения скорости ветра по высоте с показателем, равным 0,2, значение энергии ветра на высоте 20 м на 52 % превышает энергию на высоте 10 м. Таким образом, принимая высоту расположения анемометра равной 10 м для тех станций, на которых она изменяется за период наблюдений или же вообще неизвестна, можно получить завышенные значения энергии ветра на разных высотах от поверхности земли. Однако если даже фактическая высота анемометра приведена к 10 м, то неопределенность и ошибки в оценках могут возникать вследствие разной периодичности измерений и влияния на поток ветра зданий.

В условиях когда высота и период измерений анемометра переменны и неопределенны, трудно получить представительную оценку скорости ветра и, следовательно, его энергии. Это объясняется в значительной степени вариациями в оценках ветра на различных станциях. В одном из вариантов рассмотрены только те данные по скоростям ветра за 1960 и 1970 гг., когда высота расположения анемометра была постоянной и периодичность измерений достаточно хорошо выдерживалась. В конце 1950 и в начале 1960 годов на большинстве аэропортов анемометры были установлены на высоте 6 м от поверхности земли и вдали от зданий. Эти данные обрабатывались за трехчасовые интервалы и находились в рас-

поряжении центра НСС. Поэтому использование этих данных в качестве источника информации значительно снижало ошибки, связанные с неопределенностью высоты установки анемометра и периода измерений.

Изменение плотности атмосферы в зависимости от расположения станции учитывалось в исследованиях фирмы Lockheed, но не принималось в расчет в оценках фирмы GE и лаборатории Sandia. Пренебрежение изменением плотности приводит к завышению энергии ветра более чем на 9% на каждый 1 км подъема местности над уровнем моря (см. рис. 2.1). Использование значения плотности на уровне моря в оценках фирмы GE и лаборатории Sandia привело к тому, что энергия ветра, оцениваемая на станциях, была на 5–20% выше, чем над Великими равнинами и в бухтах на западе.

Использование данных радиозонда на высоте 150 м осуществлялось фирмой GE как для оценки энергии ветра на этой высоте, так и для экстраполяции ее на высоту 50 м. Этот анализ среднегодовых данных на высоте 50 м основан только на измерениях радиозонда 00Z. Однако фирма GE анализирует также месячные значения на 20 станциях радиозондами 00Z и 12Z и указывает, что показанная модель распределения энергии и относительное значение максимума и минимума действительно характерны при анализе только радиозондом 00Z.

При сравнении скорости ветра для радиозондов 00Z и 12Z установлено, что учет в анализе ветра радиозонда 12Z приводит к увеличению оцениваемой энергии ветра над южной частью Великих равнин и к некоторому ее уменьшению над большей частью остальной территории США. Таким образом, анализ показывает, что относительное значение изменяется, но крупномасштабная структура энергии ветра для радиозондов 00Z и 12Z остается подобной при отчетливом максимуме, который наблюдается над Великими равнинами, на восток от Скалистых гор, вдоль северо-восточного и южного побережья Техаса. Однако благодаря большому расстоянию между станциями только суммарные характеристики могут быть оценены на основе этих данных.

Методика экстраполяции скорости по высоте (вертикальный профиль ветра) очень важна для оценки энергии ветра. В [2.9] предлагается использовать показатель степени 1/7; фирма Lockheed экстраполирует скорость ветра на высоте 10 м от поверхности до 50 м, используя показатель 0,2. Оценка энергии ветра на высоте 50 м, основанная на показателе 0,2, дает значения, больше, чем при показателе 1/7, на 32%. Таким образом, этот фактор также будет причиной расхождений при оценке энергии ветра. Однако нельзя обосновать использование какого-либо одного показателя степени в сравнении с другим при оценке ресурсов ветра.

Фирма GE, экстраполируя на меньшую высоту результаты оценки, полученные по данным радиозонда на высоте от 150 до 50 м, указывает, что не хватало более последовательной и надеж-

ной системы значений, получаемых путем сравнения экстраполяции энергии ветра от поверхности, где высота расположения анемометра может меняться очень существенно. Фирма GE вначале использовала закон с показателем 1/7, что равносильно закону с показателем 3/7 для энергии ветра и для экстраполяции скорости на меньшие высоты. Однако некоторые из значений для высоты 50 м были меньше значений энергии ветра у поверхности, рассчитанной по данным, использованным лабораторией Sandia.

Была применена эмпирическая методика, в которой используемое соотношение энергии ветра на высотах от 50 до 150 м есть функция отношения энергии ветра на 150 м и у поверхности. Однако было установлено, что оценка энергии ветра на высоте 50 м, основанная на этой методике, на 30–60% меньше или больше для районов озера Гранд-Лейк, среднего запада и Великой равнины, чем средняя оценка, основанная на экстраполяции от 10 м (см. табл. 2.1). Одно из объяснений состоит в том, что измерения радиозондом, производимые два раза в день (утром и вечером), не соответствуют должным образом суточным вариациям скорости ветра. Ветер у поверхности в характерных условиях более сильный после полудня.

Для оценки наибольшей энергии ветра у подножия гор по всем трем способом используются статистические данные, относящиеся к ветровым характеристикам Northern Hemisphere, приведенные в [2.10]. Фирма GE допускает, что энергия у горных вершин примерно равна энергии свободного ветрового потока на высоте вершин. Фирма Lockheed считает, что скорость ветра у горных вершин составляет половину скорости свободного потока (1/8 часть его энергии). На основании исследований [2.18] эти значения принимались для высоты 10 м и экстраполировались на высоту 50 м с использованием показателя степенного закона 0,2. Таким образом, значения фирмы Lockheed для горных вершин на высоте 50 м составляют приблизительно 1/3 значения энергии свободного ветрового потока.

Так как зависимости энергии ветра у вершин гор и свободного ветрового потока на высоте вершины оказываются непостоянными, то нет уверенности в том, что одно из допущений дает более доказательные оценки, чем другое. Наблюдаемые V_r у различных вершин на территории США показывают, что вблизи некоторых вершин или гребней гор энергия ветра больше, чем в свободном ветровом потоке. Например, на юге центральной части штата Вашингтон энергия оценивается в 1000 Вт/м², в Сандберге (южное Калифорнийское побережье) — 500 Вт/м² и горной части штата Вашингтон (Нью-Гемпшир) — 2000 Вт/м². Однако данные по ветру для некоторых других вершин гор показывают значительно меньшие значения энергии ветра, чем это предполагалось.

В качестве методики оценки энергии ветра в прибрежных водах фирма GE использовала распределение энергии ветра в квадранте Марседна по данным, полученным по наблюдениям на судах. Хотя для них достоверно известны высота и точность измерения прибо-

рами на судах, эти данные ценны для определения моделей энергии ветра над зонами прибрежных вод. Лаборатория Sandia и фирма Lockheed вначале базировались при оценке ветра в зоне побережий и прибрежных зон на данных прибрежных станций, часть которых расположена на островах в прибрежных водах.

Сопоставление результатов анализа в прибрежных районах указывает на некоторые расхождения, например, по ветровым данным, полученным на судах: энергия ветра больше вдоль центрального залива побережья (в штате Луизиана, вплоть до северо-запада штата Флорида), чем вдоль побережья штата Техас, тогда как данные на прибрежных станциях показывают обратное. Однако на этих площадях с расхождениями данных трудно определить, какая из оценок более достоверна. Если средние данные измерений на борту судна получены на высоте больше 10 м, то они будут значительно завышенными.

2.4.2. СВОДНЫЕ КАРТЫ ЭНЕРГИИ ВЕТРА

В каждой из оценок используются различные методы анализа. Лаборатория Sandia проводит объективное выравнивание поверхности, оценивая средние геометрические параметры станции; фирма GE дает субъективный анализ, основанный на данных измерений радиозондов и на поверхностных экстраполяционных оценках; фирма Lockheed принимает значения, рассчитанные для каждого местоположения станции, для того чтобы избежать необходимости построения изодин.

Карты лаборатории Sandia были составлены так, чтобы показать среднегодовую и среднесезонную энергию ветра для рассматриваемой территории и среднесезонные данные в зонах давления 0,085 и 0,07 МПа, расположенных над США. Карты поверхности определяют области с относительно высокой и низкой энергией ветра. Анализ данных по распределению потенциальных запасов энергии ветра основан на непроверенных данных, рассчитанных по частотным распределениям скорости ветра, используемым лабораторией Sandia. Методика зонного выравнивания использовалась для осреднения очень больших изменений энергии ветра между станциями в тех случаях, когда разница была дву- или трехкратной вблизи станций даже над достаточно однородной местностью. Однако методика зонного выравнивания, используемая для обоснования анализа, дает искажения на некоторых территориях; например вдоль прибрежной зоны; станции, удаленные от моря, понижают значения, полученные в прибрежных водах.

Фирма GE провела комбинированный анализ для высоты 50 м над территорией США, основываясь на субъективном анализе экстраполяции данных радиозондов на высоте 150 м, данных измерений на судах для прибрежных вод и оценок для верхних слоев атмосферы. Вместо мощности ветра оценивалась среднегодовая выработка ветроустановок, имелось в виду, что 1 МВт ×

× ч/м²/год эквивалентен примерно среднегодовой удельной мощности 114 Вт/м². Оценки для высоты 50 м над большей частью районов Великих равнин, среднего запада и озера Гранд-Лейк в общем на 30—60 % меньше, чем оценки фирм Sandia и Lockheed (см. табл. 2.1). Методика экстраполяции ниже высоты 150 м по данным радиозондов приводит к значительным недооценкам энергии ветра в сравнении с рассмотренными ранее. Оценки энергии ветра вдоль центрального побережья, где выработка выше 4 МВт·ч/м²/год, может быть слишком высокой. Она основана на судовых данных в квадранте Марседна и для определения ее достоверности необходимы дополнительные данные, полученные в прибрежных водах.

Распределения энергии ветра над гористыми местностями показывают изолированные площадки со сравнительно высокими и низкими значениями энергии ветра. Это некоторые районы (например, штаты Вашингтон и Орегон, Нью-Мексико и Аризона), где оказывается, что относительные географические распределения энергии ветра над гористыми местностями не согласуются с ее топографией.

Фирма Lockheed ставила цель избежать изодины и выбрала тип карты, дающий оценку значений энергии ветра для каждой станции. Карты подготовлены для высот 10, 50 и 100 м. Дополнительно был составлен отдельный ряд карт, дающих классы энергии ветра по интервалам цветными точками. Таким образом, могут быть легко определены отдельные станции и площадки со сравнительно высокой энергией ветра в дополнение к плотности сети станций в данной области. Такой анализ исключает ошибки и искажения результирующих изодин. Интерпретация этих значений первоначально отдается потребителю, который, однако, может быть введен в заблуждение, понимая индивидуальные значения станции слишком буквально.

Например, в качестве характерной можно принять оценку наибольших значений для полностью открытых мест, тогда как в действительности некоторые из этих значений могут быть значительно переоценены. Аналогично можно принять, что площадки с малыми значениями отвечает малая энергия ветра, в то время как в действительности многие из этих станций расположены в укрытых местах. Таким образом, потребитель должен знать о многих неизбежных неточностях и ошибках и может давать некоторые индивидуальные оценки, учитывая ошибки коэффициентом 2 или более.

Для гористых местностей экстраполируемые значения энергии ветра над горными вершинами, основанные на энергии свабдного ветрового потока на высоте вершины, даются для квадранта Марседна. Два значения наносятся для каждого квадранта: для наибольшей и для характерной вершин. Эти значения представляются сомнительными для площадей, оценки которых для долин оказываются больше, чем для близко расположенных горных вершин.

2.5.1. МЕТОДИКА АНАЛИЗА

Усовершенствованный анализ энергии ветра на высоте 50 м над территорией США был разработан путем синтеза и пересмотра существующих оценок национальных запасов энергии ветра и других источников. При этом не предпринималось попыток использовать различные системы данных и заново рассчитать энергию ветра. Вследствие природы используемых данных, касающихся ветра, можно считать, что сами по себе эти попытки, как и другие, подобные им, могут дать относительно небольшие положительные результаты. Определение энергии ветра и анализ каждой из применяемых оценок рассматривались с учетом применяемой методики и репрезентативности данных и анализа. Для районов, где имеются большие расхождения между данными, полученными разными методами, предусмотрено также определение причин расхождений.

Разница в типе используемых данных по ветру, принятых допущениях, применяемой методики экстраполяции вертикального профиля ветра и в методах анализа является в основном причиной расхождения в оценках энергии ветра и ее географического распределения.

При разработке усовершенствованного анализа использовались данные оценок энергии ветра у поверхности земли на небольших высотах по наблюдениям с помощью радиозондов распределений скорости на высоте 150 м, оценки энергии ветра в прибрежных водах, рассчитанные для квадранта Марседена, и данные для баз военно-морского ведомства. Были использованы также данные, относящиеся к оценке энергии ветра в верхних слоях атмосферы и у горных вершин, материалы из других источников, включая сводные климатологические данные центра NCC. Наконец, речь идет о карте изменений топографического рельефа США для оценки изменений средних высот местности на умеренно возвышенной и холмистой территории и карте топографических особенностей для определения районов с гористой местностью.

Был сделан упор на представительность и надежность оценок энергии ветра. Там, где это возможно, использованы сводные данные о ветре из других источников за более поздний период времени для сравнения с данными, использованными при оценке ресурсов ветра. Например, среднегодовая скорость ветра, которая дается в сводных климатологических данных за последний период (при постоянной высоте расположения анемометра и в основном при хорошем быстродействии приборов), сопоставляется с данными таблиц, полученных фирмой Lockheed [2.11]. В умеренно возвышенных и холмистых районах на некоторых из станций проверялось влияние того, что они укрыты от ветра.

Анализ позволил выявить типы ошибок и неопределенностей при оценке энергии ветра, а главное — основные факторы, от которых они зависят, в том числе неправильное определение или пренебрежение высотой расположения анемометра. Если действительная высота 20 м, а она принимается равной 10 м, то энергия ветра завышается от 35 (при показателе степени 1/7) до 52 % (показатель 0,2). Наоборот, энергия ветра может быть занижена, если действительная высота меньше, чем принятая. Энергия ветра завышается примерно на 10—30 % для станций с числом классов скорости ветра от 3 до 6 и на 5—15 % при числе классов от 8 до 12.

При использовании стандартной плотности воздуха на уровне моря энергия ветра завышается примерно на 9 % на каждый километр высоты, а изменение плотности, связанное с изменением температуры воздуха, может привести к ошибке, обычно не превышающей 5 %.

Период наблюдений. Типичные изменения средней скорости ветра от года к году составляют 10—20 %, чему соответствует изменение энергии ветра примерно 30—70 %. Таким образом, для станций, на которых энергия ветра определялась на основе данных, полученных менее чем за 5 лет, оценки ее могут дать значительные ошибки.

Методика экстраполяции скорости по вертикали. Использование для экстраполяции по высоте от 10 до 50 м закона изменения скорости с показателем степени 0,2 дает энергию ветра на 32 % большую, чем при показателе 1/7. Экстраполяция данных радиозондов от 150 до 50 м с использованием закона изменения энергии 1/7 в общем занижает энергию ветра на 50 м примерно от 30 до 60 %. Имеет место также неопределенность в части точности и высоты измерения скорости ветра на судах.

Местоположение станции. Неопределенность может иметь место в местах укрытых или подверженных действию ветра с учетом характера окружающей местности.

Быстродействие прибора и точность приемника измерителя скорости. Неопределенность может быть вследствие влияния препятствий, в частности деревьев, зданий и т. п. Ошибка в определении средней скорости ветра в 1/2 м/с может дать большую ошибку в оценке энергии ветра. Например, средняя энергия ветра при скорости 6 м/с более чем на 30 % превышает энергию при скорости ветра 5,5 м/с.

Метод наблюдения и регистрации скорости ветра оказывает определенное влияние на результаты, поскольку причиной ошибок могут быть способы отсчета и осреднения скорости ветра, например неопределенность трехминутного осреднения при определении среднечасовой скорости.

Различия в методах анализа и интерполяции может привести к значительным расхождениям в оценках и характеристиках даже при использовании идентичных исходных данных.

Над негористой местностью энергетические показатели, основанные на данных радиозондов на высоте 150 м, оцениваются в основном как характерные для сравнительных энергетических моделей. Однако энергия ветра по оценкам, основанным на данных радиозондов, считается в большинстве случаев более низкой на 30—60 % и соответственно корректируется.

При анализе ресурсов ветра не рассматриваются большие величины данных об энергии у поверхности для изолированных станций. Многие из этих относительно больших величин получены на станциях, где проведены наблюдения за короткий период по четырем или менее классам скорости ветра.

Следует иметь в виду, что существует несколько факторов или их комбинаций, в результате действия которых энергия ветра, оцениваемая для станций на суше, может давать значения, завышенные в два раза.

Оценка энергии ветра вдоль прибрежных районов основывается на данных об энергии ветра в прибрежных водах, рассчитанных для квадранта Марседна и территорий военно-морских баз, и на оценках для прибрежных мест, подвергающихся воздействию ветра. Оценка энергии ветра над территорией, простирающейся в сторону моря на 300 км или более, дает значения более высокие (коэффициент 2), чем в квадранте Марседна протяженностью вдоль побережья 100 км. Относительное распределение энергии ветра вдоль прибрежного района оказывается подобным распределению для военно-морских баз и в большинстве случаев составляет по значениям примерно его половину.

Значения энергии ветра для прибрежных вод, основанные на данных измерений на судах и прибрежных станциях, применяются с осторожностью при оценках энергии ветра вдоль прибрежных районов. Для прибрежных вод при оценках GE рассчитывались только среднегодовые значения. Таким образом, при обобщении сезонные значения для прибрежных вод изменялись пропорционально сезонным изменениям среднегодовых значений для выбранных прибрежных станций.

Оценки энергии ветра, указанные для атлантического и тихоокеанского побережий и морских заливов, применяются для прибрежных мест (мысов и островов), находящихся под действием ветра и прибрежных вод. Для определенной цели эти зоны прибрежных вод могут оцениваться на протяжении от линии прилива до 50 км в сторону моря. Предполагается, что энергия ветра может несколько увеличиваться от линии прилива в сторону моря, но это не подтверждается достоверной информацией. Предполагается также, что энергия ветра в прибрежных водах, находящихся под действием ветра и простирающихся до 1 км в сторону моря, более типична для энергии на расстоянии от 10 до 50 км в сторону моря, чем на 1 км в глубь суши, прежде всего вследствие влияния шероховатости подстилающей поверхности. Вследствие резкого градиента энергии ветра вдоль прибрежной зоны избежалось использование изодин.

Оказалось, что энергия ветра над вершинами гор сильно изменяется и может быть больше на относительно изолированной вершине, чем на более высокой вершине при гребне горы в том же районе. Поэтому все районы со значительными горами или гребнями гор, т. е. высотой на 500 м и более выше окружающей местности, необходимо анализировать, оценивая действие ветра у вершины горы. Таким образом, районы с разрозненными или изолированными гребнями гор рассчитываются при типовых оценках как для вершин гор, а не на меньшие значения для бассейнов. Эти гористые районы определяются с использованием карты режимов местности [2.12] и соответствуют заштрихованным площадям на карте ветроэнергетических ресурсов США.

Оценка мощности ветра, приводимая для горных вершин, имеет нижний предел, ожидаемый для типовых мест. Места, где скорость ветра увеличивается благодаря влиянию топографии местности, могут иметь величину, более чем вдвое превышающую значение, полученное по анализу (в северной части штата Нью-Йорк примерно 1500 Вт/м², на юге центральной части штата Вашингтон 1000 Вт/м², в прибрежной зоне южной Калифорнии 500 Вт/м²). Кроме того, сопоставимую мощность ветра, близкую к горным вершинам, могут иметь горные проходы и ущелья.

2.5.2. ЗОНАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА

Районами с большой удельной мощностью ветра 400 Вт/м² или выше (рис. 2.4) являются южные и центральные районы озера Гранд-Лейк, прибрежные воды и находящиеся под действием ветра прибрежные зоны вдоль северного атлантического и тихоокеанского побережий, южного побережья штата Техас, высокие плато в южной части штата Вайоминг и площади к востоку от Скалистых гор в штате Монтана. Более гористые площади на востоке и западе имеют места, находящиеся под действием ветра со значительным запасом энергии. Многие более низкие, но изолированные горные вершины характеризуются значительной энергией ветра и предпочтительны для установки ветродвигателей, чем более высокие горные хребты.

Значительная удельная мощность ветра (300 Вт/м² или более) зарегистрирована также над северными районами озера Гранд-Лейк. Некоторые изолированные площади северной части озера Гранд-Лейк располагают более чем 400 Вт/м². Фактическое распределение по площади и сопоставимость данных недостаточны для определения масштабов этой площади.

Над районами со сложным рельефом местности (холмы и гористые территории) и прибрежными зонами влияние местного рельефа средних масштабов может привести к большим скоростям ветра. Поэтому может оказаться, что энергия ветра некоторых мест будет превышать на 100 % энергию, получаемую при анализе всех энергоресурсов.

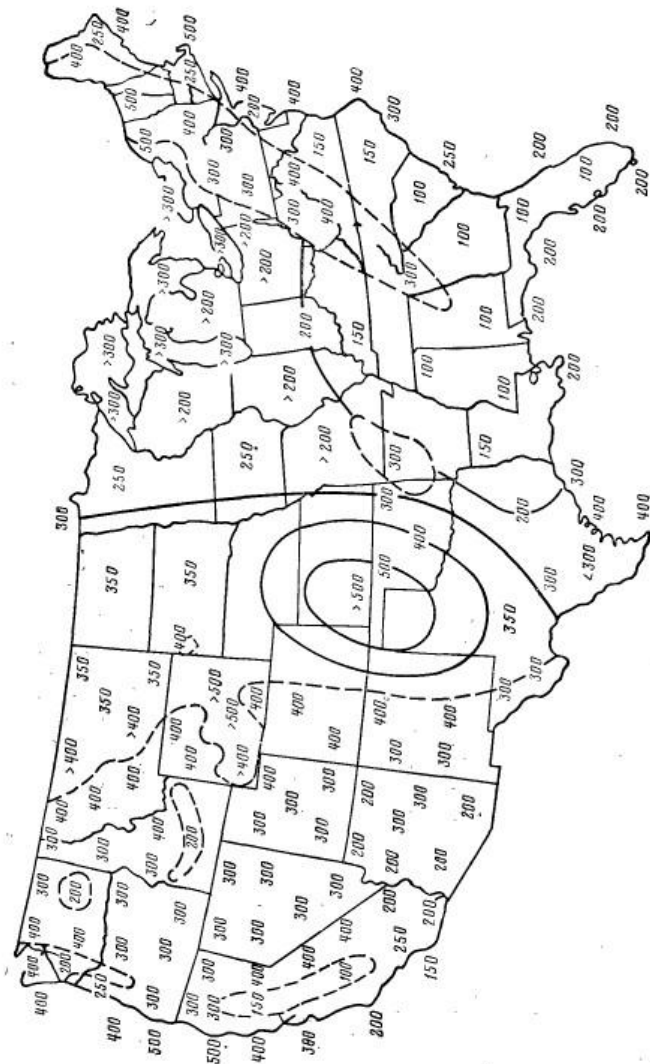


Рис. 2.4. Среднегодовая мощность ветра, Вт/м², оцененная на высоте 50 м над открытой местностью.

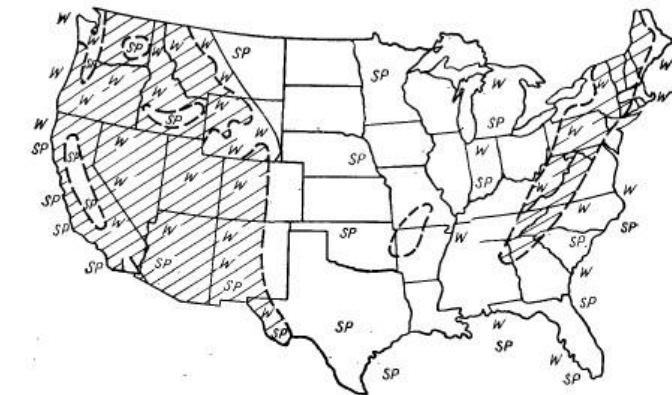


Рис. 2.5. Максимальная сезонная мощность ветра над гористыми районами (заштрихованные площади); сезоны относятся к открытым горным местам: W — зима; SP — весна.

Ограниченные данные имеются для прибрежных вод или прибрежных мест, находящихся под действием ветра, расположенных вдоль озера Гранд-Лейк. Эти данные показывают, что мощность ветра значительно больше над прибрежными водами и зонами, чем над материковыми районами.

Среднегодовая мощность ветра над прибрежными водами озера Гранд-Лейк по оценке составляет 300 Вт/м², что примерно на 100 Вт/м² больше, чем средняя мощность над материковыми районами. Предполагается, что восточные берега озера имеют большую энергию ветра, чем западные, вследствие господствующих западных ветров. В некоторых местах с благоприятными ветровыми условиями предельные значения достигают 500 Вт/м² [2.2, 2.16].

На рис. 2.5 показана максимальная сезонная мощность ветра. Над восточными районами, составляющими одну треть территории страны, максимальная величина энергии ветра приходится на зиму и раннюю весну, за исключением горных вершин, где максимум имеет место зимой. Весной максимум наблюдается над Великими озерами, северо-центральных штатами, побережьем Техаса, большинством негористых районов на западе, т. е. бассейнами и широкими долинами, и прибрежными водами в центральной и южной Калифорнии. Зимой максимум достигается над всеми горными районами, кроме некоторых площадей в штате Нью-Мексико и Аризона, где энергия ветра весной и зимой примерно одинакова.

Зимний максимум имеют также районы северо-западного побережья, высокое плато на южном Вайоминге и полоса в штате

Монтана, идущая на восток от Скалистых гор. Единственный район, имеющий максимум летом, — это побережье и прибрежные воды в Южном Орегоне и Северной Калифорнии.

Исследования энергии ветра на Аляске и возможностей ее применения показали [2,22], что большинство прибрежных вод и зон побережья располагает здесь большими потенциальными запасами энергии ветра. Как и во всех типичных зонах побережий, энергия ветра резко уменьшается в сторону берега, в особенности вдоль более неровной береговой линии. Область наиболее высокой энергии ветра расположена на Аляске вдоль Алеутского полуострова и цепи островов между 160 и 172° долготы. Побережье и прибрежные воды на Алеутах имеют среднегодовую скорость ветра 7 м/с и более и среднегодовую удельную мощность ветра, превышающую 500 Вт/м².

Хорошими данными по мощности ветра (от 400 до 500 Вт/м²) располагают также остальные зоны побережья и прибрежных вод Аляски. Энергия ветра по всей внутренней части Аляски и закрытых районов побережья, т. е. заливов, бухт, проливов, оказывается очень малой, исключая горы и изолированные вершины. Некоторые внутренние районы имеют мощность, превышающую 200 Вт/м². Это прежде всего каньоны и долины, где ветер усиливается благодаря топографии местности, подобно тому, как это происходит на Большой дельте (около 130 км южнее Фербенкса).

Наибольшая среднегодовая скорость ветра уменьшается от юго-запада к северо-востоку Аляски, но ветер при 850 и 700 мбар достаточно сильный, так как для благоприятных в ветровом отношении гористых мест по всей Аляске среднегодовая мощность ветра оценивается по крайней мере в 300—400 Вт/м².

Мощность ветра вдоль побережья и в прибрежных водах Гавайских островов [23—25] оценивается в 200—300 Вт/м², однако в некоторых местах с предельными данными превышает 400 Вт/м². На материковой части островов энергия ветра значительно меньше.

Вертикальный профиль в субтропиках сильно отличается от средних широт. Выше 850 мбар скорость ветра в основном уменьшается здесь с высотой, так что на Гавайях меньшие горные вершины имеют большую энергию ветра, чем высокие вулканы [3].

Суточные изменения энергии ветра, описанные при оценке ресурсов, показывают, что в поверхностных слоях на высоте до 100—200 м ветер на большей части территории имеет тенденцию усиливаться после полудня и затихает после полудночи. Над горными вершинами ветер в основном сильнее ночью. Однако суточные характеристики скорости ветра могут заметно различаться в зависимости от конкретных условий в гористой местности.

Таким образом, можно сделать вывод, что оценка энергии ветра на отдельных метеостанциях сопровождается различными ошибками некоторой неопределенностью в применяемой методике.

Вариации в высоте расположения анемометра и его местоположении и быстродействие приборов могут сказаться на значениях энергии ветра, которая для районов с обычным рельефом местности может различаться в три раза и более. Таким образом, оценки энергии ветра на основе данных измерений метеостанциями должны использоваться с осторожностью.

Обобщенные данные радиозондов, полученные на высоте 150 м от поверхности, пригодны для определения крупномасштабных энергетических характеристик, но в основном они занижают энергию ветра на 30—60%. Оценки, полученные при этом, рассматриваются в основном как заниженные. Над прибрежными водами и районами со сложной топографией могут быть места с хорошими ветровыми условиями, где полная энергия ветра превышает указанную выше более чем на 100%. В числе всех районов могут быть несколько изолированных мест или площадей со значительно большей (вплоть до 50%) энергией ветра.

Анализ показывает, что ряд негористых районов имеет высокую (≥ 400 Вт/м²) среднегодовую мощность ветра на высоте 50 м. К ним относятся центральная и южная часть Великих равнин, часть штатов Вайоминг и Монтана, прибрежные воды и побережье северо-восточной и северо-западной Аляски, Гавайи и юг Техаса. Умеренно высокая мощность ветра (≥ 300 Вт/м²) отмечена в северной части Великих равнин и озера Гранд-Лейк. Имеется возможность выделить места с хорошими ветровыми условиями.

Показано, что гористые районы имеют несколько гор, холмов или перевалов с высоким ветроэнергетическим потенциалом. Исключение составляют районы со сравнительно низкой наибольшей энергией ветра (такие, как, например, юго-запад). Энергия ветра весьма изменчива над гористыми районами и зависит от формы гор, их ориентации, а также высоты.

Сезонные максимумы энергии ветра приходится преимущественно на зимний период (для большинства горных районов), позднюю зиму и раннюю весну — над восточной частью страны и весну — над центральными штатами США и Великой равниной. По данным большинства наземных метеостанций энергия ветра бывает наибольшей после полудня и снижается после полудночи. Над горными вершинами ветер, как правило, сильнее ночью.

Обобщение ветроэнергетических ресурсов США показало, что значения энергии ветра у поверхности земли необходимо оценивать, используя данные не менее чем за 5—10-летний период и при постоянной высоте расположения анемометра за этот период. Должны быть использованы результаты обработки данных ежечасных или трехчасовых измерений, имеющих в центре НСС. Это должно исключить ошибки вследствие изменения или неопределенности в высоте расположения анемометра или числа классов скорости ветра. Кроме того, уменьшается число ошибок, вызванных неправильным расположением приборов. Репрезентативность

ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЕ РАБОТЫ
ПО СОЗДАНИЮ ВЕТРОКОЛЕС¹3.1. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ВЭУ БОЛЬШОЙ
МОЩНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ERDA-NASA

Федеральная ветроэнергетическая программа [3.1] включает несколько проектов по разработке больших ВЭУ с горизонтально-осевым ветродвигателем крыльчатого типа, предназначенных для производства электрической энергии. Под общим управлением ERDA-NASA Центр LeRC осуществляет руководство проектами таких установок и прикладными научными исследованиями и технологическими разработками, связанными с их проектированием.

Программа разработки больших ВЭУ включает несколько проектов: установка мощностью 100 кВт с ветроколесом диаметром 38 м, которая была обозначена Mod-0; она была пущена в эксплуатацию 4 сентября 1975 г.; две ВЭУ с ветроколесом диаметром 38 м мощностью 125 и 200 кВт. Они подобны ВЭУ Mod-0 и обозначены Mod-0A;

ВЭУ мощностью 1500 кВт с ветроколесом диаметром 61 м. Они обозначены Mod-1;

ВЭУ мощностью от 1000 до 2000 кВт с ветроколесом диаметром 91,5 м, обозначенной Mod-2 и рассчитанной на работу при скоростях ветра более низких, чем другие ВЭУ. ВЭУ Mod-2 должна быть пущена в эксплуатацию к концу 1979 г.

3.1.1. ВЭУ MOD-0 МОЩНОСТЬЮ 100 кВт

Проект ВЭУ мощностью 100 кВт описан в нескольких ранних отчетах [3.2—3.5]. Цель проекта состоит в том, чтобы по возможности в короткий срок обеспечить получение технической информации для ее использования при выполнении других разделов ветроэнергетической программы, а сама ВЭУ рассматривается в качестве испытательного стенда для отработки отдельных узлов и систем. С этой целью ВЭУ спроектирована с ориентацией на применение существующей технологии и, по возможности, унифицированных деталей и узлов. Информация, использованная при предварительном проектировании больших двухлопастных ветродвигателей, взята из [3.6, 3.9]. Проектирование, изготовление и монтаж ВЭУ Mod-0 осуществлены примерно за 18 мес.

ВЭУ имеет двухлопастное ветроколесо диаметром 38 м, приводящее во вращение через повышающий редуктор синхронный генератор мощностью 100 кВт. Ветроколесо располагается за башней и вращается с постоянной частотой 40 об/мин. Трехфазный генератор имеет номинальную частоту вращения 1800 об/мин и вырабатывает напряжение частотой 60 Гц. Компоновка механизмов системы передачи вращающего момента от ветроколеса к генератору и ориентация ветроколеса по направлению ветра показаны на рис. 3.1. Ветроколесо начинает вращаться при скорости ветра 2,2 м/с и достигает частоты вращения 40 об/мин; полезная энергия начинает вырабатываться при скорости ветра 4,2 м/с (рис. 3.2).

Оборудование поворотной головки ВЭУ было смонтировано в Центре LeRC и испытано до ее окончательного монтажа на строительной площадке в течение 50 ч, чтобы убедиться в удовлетворительной работе узлов и систем. Затем головка была соединена с механизмами ориентации и на ней были смонтированы втулка ветроколеса и лопасти. В таком положении были проверены все

¹ Материал этой главы основан на отчетах Центра Lewis Research Center (LeRC), Лаборатории Martin Marietta Laboratories, Центра United Technologies Research Center (UTRC), Пристонского университета и различных докладах, представленных на Второй симпозиум по системам преобразования энергии ветра.

оценок энергии ветра для отдельных станций должна проверяться более тщательно с учетом ее расположения по отношению окружающей местности и шероховатости подстилающей поверхности, а также расположения анемометра относительно близко находящихся препятствий.

Должны быть более детально исследованы горизонтальная и вертикальная структуры ветра над прибрежными районами и водами. Большинство пригодных для этого прибрежных станций расположено слишком далеко на материке; имеется также неопределенность в использовании данных, полученных на судах.

Для многочисленных мест на территории США имеются ветровые данные, полученные на башнях. Эти обобщения очень полезны при оценке местных и общенациональных энергоресурсов ветра. Ветровые данные, полученные на атомных электростанциях, собраны за последнее время в [17]. Целесообразно накопление данных, полученных на башнях, включая и башни тепловых электростанций. При использовании существующих данных, полученных на башнях, зависимость скорости ветра от высоты должна оцениваться с учетом шероховатости поверхности, влияния местных особенностей территории, скорости ветра, сезонных и суточных ее изменений, региональных и климатологических характеристик. Имеющиеся зависимости основываются на измерениях, проведенных на ряде башен, разбросанных на большом расстоянии друг от друга по территории страны.

Дополнительную информацию дают особые ветровые данные, собранные и систематизированные университетами, частными и федеральными агентствами. Она необходима для усовершенствования анализа энергии ветра, в особенности в местностях, где данные в настоящее время недостаточны или сомнительны. Обзор рабочих программ для ветроэнергетических систем средней мощности дается программой использования энергии ветра. Подобные обзоры проводятся для отождествления с другими источниками данных путем обзора литературы, телефонной связи и т. п.

Используемая энергия ветра и ее географическое распределение должны оцениваться и описываться для выбранных типов ветроэнергетических установок подобно тому, как это сделано в [2.4], с использованием дополнительных данных и усовершенствованной методики анализа. Необходимо оценивать надежность оценок энергии ветра, получаемых с помощью радиозондов, при сопоставлении с оценками, рассчитанными по данным измерений ветра на башнях. Однако необходимо, чтобы число рассматриваемых мест измерений было достаточным для таких сравнений.

системы, за исключением тех, которые требовали вращения лопастей. Затем лопасти были отсоединены и система транспортирована на строительную площадку для окончательной отладки и монтажа. Поворотная головка была установлена на испытательном стенде вблизи основания башни. После отладки всех механизмов 4 сентября 1975 г. в собранном виде головку установили на

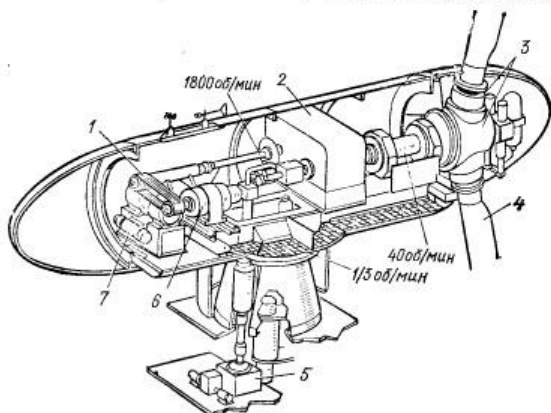


Рис. 3.1. Поворотная головка и механизм ориентации ВЭУ мощностью 100 кВт: 1 — клиноремная передача; 2 — редуктор; 3 — втулка; 4 — лопасти; 5 — блок управления системой ориентации ветроколеса; 6 — генератор; 7 — блок управления гидравлической системой поворота лопастей.

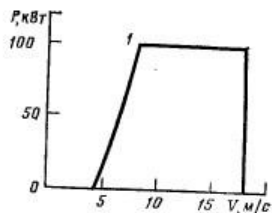


Рис. 3.2. Зависимость развиваемой мощности P от скорости ветра V для ВЭУ с установленной мощностью 100 кВт (I — мощность 100 кВт при $V=8$ м/с. Частота вращения ветроколеса постоянная, равная 40 об/мин).

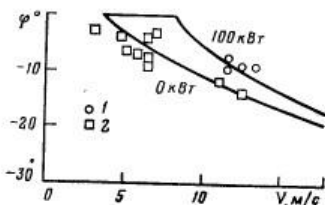


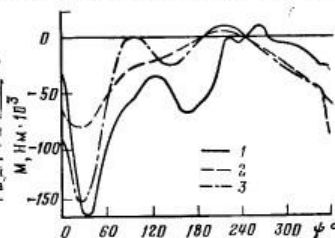
Рис. 3.3. Расчетная зависимость угла поворота лопастей φ (на радиусе $\frac{2}{3}R$) от скорости ветра V для ВЭУ Mod=0. (I — экспериментальные точки при частоте вращения ветроколеса 40 об/мин и мощности 100 кВт; 2 — то же при нулевой мощности).

башню с помощью подъемного крана. Операция заняла приблизительно 4 ч и прошла без затруднений.

В течение нескольких последующих месяцев проводились приемные испытания ВЭУ и были получены предварительные энергетические и технические эксплуатационные данные. На рис. 3.3 представлен график расчетной зависимости от скорости ветра угла поворота лопасти, необходимого для того, чтобы при ча-

стоте вращения ветроколеса 40 об/мин получить мощности, равные нулю и 100 кВт. Показаны также экспериментальные точки, соответствующие этим мощностям. Видно, что экспериментальные данные хорошо согласуются с расчетными. 18 декабря 1975 г. ВЭУ впервые работала в проектом режиме при частоте вращения ветроколеса 40 об/мин и мощности 100 кВт. Когда ВЭУ выра-

Рис. 3.4. Зависимость изгибающего момента лопасти M от угла ψ , определяющего ее положение при вращении: 1 — полученная экспериментально; 2 — рассчитанная по программе MOSTAB при экранирующем эффекте башни 24 %; 3 — то же при 93 %. (Экспериментальная кривая соответствует мощности ВЭУ, равной 100 кВт, частоте вращения ветроколеса 40 об/мин, углу поворота лопасти -8° , скорости ветра ≈ 12 м/с.)



батывала электрическую энергию, она подключалась к блоку резисторов с переменным сопротивлением.

Основные показатели ВЭУ соответствуют проектным, за исключением того, что изгибающие моменты у основания лопастей оказались больше, чем ожидалось: при скорости ветра 12 м/с они были почти вдвое больше, чем расчетные (рис. 3.4). Нулевой градус на графике рис. 3.4 соответствует нижнему положению лопасти. Расчетное значение изгибающего момента было вычислено по машинной программе MOSTAB для определения нагрузок винтов вертолетов, видоизмененной применительно к расчетам ветроколес [3.10]. Для принятой степени экранирования ветра башней, равной 24 %, расчетное значение циклического изгибающего момента изменяется от $-81\,400$ до $+5430$ Нм. При эксперименте получены значения моментов, изменяющихся от $-163\,000$ до $+9500$ Нм. При расчете по программе MOSTAB были получены значения изгибающего момента, близкие к наибольшим экспериментальным в том случае, когда степень экранирования ветра башней принимается равной 93 %.

3.1.2. ВЭУ MOD-0A МОЩНОСТЬЮ 125—200 кВт¹

Цель создания ВЭУ Mod-0A состоит в том, чтобы получить первоначальный опыт по эксплуатации ВЭУ, работающих на сети энергосистем. В частности, планировалось обосновать фактические требования, связанные с особенностями использования ВЭУ в энергосистемах, получить эксплуатационные данные и выявить организационные проблемы, возникающие при эксплуатации ВЭУ в энергосистемах.

Для достижения этой цели были изготовлены две ВЭУ, подобные ВЭУ Mod-0 мощностью 100 кВт, но большей мощности. Их проекты получены путем частичной переработки проекта ВЭУ Mod-0 для увеличения мощности со 100 кВт при скорости ветра 8 м/с до 200 кВт при скорости ветра 10,3 м/с. Однако сначала запланированная мощность первой ВЭУ составляла 125 кВт, поскольку для обеспечения более быстрого выполнения программы использовался имеющийся запасной редуктор от ВЭУ Mod-0, рассчитанный на 125 кВт. Запланировано позже заменить этот редуктор на редуктор мощностью 200 кВт. Обе ВЭУ Mod-0A имеют генераторы переменного тока мощностью 200 кВт. Лопасти ветроколеса ВЭУ Mod-0A подобны металлическим лопастям, используемым на ВЭУ Mod-0.

¹ На конец 1980 г. в опытной эксплуатации находилось четыре ВЭУ Mod-0A мощностью 200 кВт, пущенных в 1977, 1978, 1979 и 1980 гг. (Примеч. пер.).

Башня представляет собой стальную ферму, подобную башне ВЭУ Mod-0. Однако она проектируется так, чтобы свести к минимуму сопротивление ветру и, следовательно, уменьшить влияние экранирования ветра башней на изгибающий момент лопастей. Вместо огражденной маршевой лестницы башни Mod-0 на башне Mod-0А установлен простой пассажирский лифт для подъема наверх и простая лестница для использования в аварийных ситуациях.

Непосредственный монтаж ВЭУ выполняется по производственным контрактам заключенным с целью широкого привлечения и эффективного использования промышленности США в выполнении ветроэнергетической программы. Фирма-подрядчик осуществляет монтаж ВЭУ на выбранных участках и отвечает за пусковые испытания и первоначальную эксплуатацию.

3.1.3. ВЭУ MOD-1 МОЩНОСТЬЮ 1500 кВт

Цель создания ВЭУ Mod-1 состоит в том, чтобы привлечь промышленность и потенциальных потребителей к проектированию и производству наиболее эффективных ВЭУ, которые были бы способны производить электрическую энергию, стоимость которой была бы не выше стоимости электроэнергии, получаемой на тепловых электростанциях. В процессе этих усилий внимание должно быть уделено также оценке общественной реакции на развитие больших ВЭУ. Для достижения указанных целей был принят проект, включающий следующие этапы: заключение контрактов на проектные исследования; оценка проектов и предварительных разработок; заключение контрактов на рабочее проектирование, изготовление, монтаж и эксплуатацию; наконец, обобщение опыта эксплуатации экспериментальных ВЭУ и подготовка отчетной документации.

Задачи указанных этапов разработки ВЭУ Mod-1 подробно описаны в [3.1].

С целью выбора и проектирования ВЭУ с минимальной стоимостью вырабатываемой энергии с фирмами General Electric Company (GE) и Kaman Aerospace Corporation (Kaman) в середине ноября 1974 г. были заключены два параллельных исследовательских контракта стоимостью приблизительно 500 тыс. долл. каждый. Работа была ограничена рассмотрением горизонтально-осевых ВЭУ с ветроколесом крылатого типа, которые могли бы производить электрическую энергию, пригодную для подачи в энергосистемы. Исследования включали разработку проектной концепции, выбор параметров, составление предварительного проекта и определение требований, связанных с включением ВЭУ в энергосистемы.

На основании оценки альтернативных схем ВЭУ и предварительных экономических исследований подрядчики независимо пришли к выводу, что для получения минимальной стоимости энергии ВЭУ должна иметь двухлопастное ветроколесо с регулируемым углом установки лопастей и постоянной частотой вращения. Ветроколесо, работающее при расположении за башней, должно приводить во вращение синхронный или асинхронный генератор через повышающий редуктор. Первые результаты этих исследований, полученные фирмой Kaman, обобщены в [3.1].

В процессе решения задачи по выбору оптимальных параметров были определены капитальные вложения и стоимость энергии для ряда ВЭУ в диапазоне изменения мощности от 50 до 3000 кВт, рассчитанных по условию минимума стоимости вырабатываемой энергии. Управлением NASA были заданы кривые распределения скорости ветра, которые были использованы для всех энергетических расчетов в проектных исследованиях. При этом предполагалось, что исходные характеристики скорости ветра соответствуют высоте 9,1 м.

Результаты решения задачи по выбору оптимальных параметров ВЭУ на рис. 3.5 показаны непрерывными линиями в виде зависимости стоимости энергии от среднегодовой скорости ветра V_r и установленной мощности ВЭУ $P_{уст}$. Эти кривые соответствуют ВЭУ с параметрами, оптимизированными по условию минимума стоимости вырабатываемой энергии для заданной V_r . Для сравнения отметим, что стоимость вырабатываемой в США электроэнергии в 1975 г.

находилась в пределах от 0,1 до 5 цент/(кВт·ч). Приведенные данные показывают, что ВЭУ могут быть конкурентоспособными при сравнении с некоторыми существующими энергоустановками.

Оба исследования показали, что для заданной среднегодовой скорости ветра V_r стоимость энергии выше для ВЭУ, имеющих малую мощность в пределах их рассмотренных значений. В исследованиях GE получено, что затраты на производство энергии очень медленно снижаются при увеличении уровня мощ-

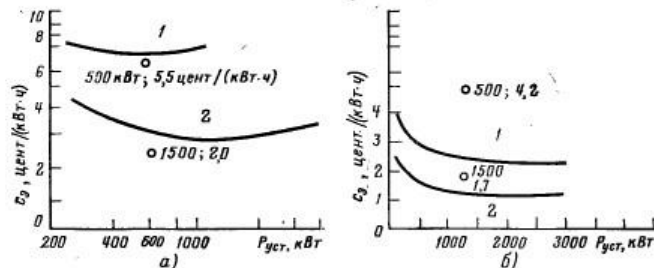


Рис. 3.5. Зависимости стоимости энергии c_0 , производимой ВЭУ, от их установленной мощности $P_{уст}$ и среднегодовой скорости ветра V_r , полученные в результате исследования по выбору параметров, выполненного фирмами Kaman (а) и GE (б):

1 — $V_r = 5,4$ м/с; 2 — $V_r = 8$ м/с (точки соответствуют стоимости энергии, полученной в результате разработки предварительных проектов).

ности для всех среднегодовых скоростей ветра. Расчеты фирмы Kaman показывают, однако, что после снижения стоимости энергии начинает возрастать при повышении мощности до уровня приблизительно 700 кВт для $V_r = 5,4$ м/с, 800 кВт для $V_r = 6,7$ м/с и 1500 кВт для $V_r = 8$ м/с. Тот факт, что одна кривая уже достигает минимума, в то время как другие продолжают еще монотонно снижаться, является, главным образом, следствием различия в используемых предположениях об изменении стоимости ветроколеса при увеличении его диаметра.

Как видно из рис. 3.5, в выполненных исследованиях стоимость энергии, производимой ВЭУ, имеющими оптимальные параметры, отличается почти вдвое. После выполнения программы предварительных разработок ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт различия в стоимости энергии в обоих исследованиях сократились: в разработках фирмы Kaman стоимость уменьшилась, а фирмы GE — увеличилась. Полученные при этом оценки стоимости энергии показаны на рис. 3.5 точками. Стоимости подсчитаны с использованием оценок капитальных вложений, выработки энергии, годового нормы процента на капитал, эксплуатационных расходов и затрат, связанных с техническим обслуживанием, налоговыми издержками и другими расходами.

Первоначально фирма GE принимала норму годовых издержек, равную 0,16, а фирма Kaman — 0,20. Это различие объясняет основное расхождение между результатами расчета стоимости энергии. Чтобы сопоставить стоимость вырабатываемой энергии в обоих исследованиях, была использована норма годовых издержек, равная 0,16.

Для расчета стоимости энергии c_0 использована следующая зависимость:

$$c_0 = K - 0,16/W,$$

где K — суммарные капитальные вложения; W — годовая выработка энергии.

Из рис. 3.5 видно, что стоимость энергии, определенная для ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт фирмой Kaman, составляет соответственно 5,5 и

¹ ВЭУ Mod-1 мощностью 2000 кВт пущена в 1979 г. (Примеч. пер.).

2,0 цент/(кВт·ч), тогда как значения стоимости энергии, определенные фирмой GE для ВЭУ такой же мощности, равны 4,2 и 1,7 цент/(кВт·ч).

Представляет интерес также вопрос о значении коэффициента использования установленной мощности ВЭУ $k_{и, уст}$. Он определяется как отношение энергии, вырабатываемой ВЭУ в течение года, к энергии, которая могла бы быть получена при работе ВЭУ постоянно с установленной мощностью $P_{уст}$:

$$k_{и, уст} = W / (P_{уст} \cdot 8760).$$

Коэффициент использования установленной мощности показывает, насколько эффективно используется ВЭУ. Чтобы увеличить этот коэффициент, применяют ветроколеса большего диаметра, чем это нужно для данной установленной мощности. Поэтому ВЭУ эксплуатируется с установленной мощностью большее число часов. Однако ВЭУ с высоким $k_{и, уст}$ не обязательно производят энергию с наименьшей стоимостью; они вырабатывают больше энергии, но являются более дорогими вследствие увеличенного размера ветроколеса.

Выбор ВЭУ с минимальной стоимостью энергии или с более высоким $k_{и, уст}$ зависит от условий ее эксплуатации: если вся вырабатываемая энергия может быть использована в любое время, ВЭУ с минимальной стоимостью энергии предпочтительнее; если же для использования всей энергии необходимо ее аккумулирование, то лучше ВЭУ с более высоким коэффициентом использования установленной мощности. Во многом выбор определяется условиями и требованиями потребителей.

По выбору основных параметров ВЭУ и проектных значений среднегодовых скоростей ветра была установлена чувствительность оптимального варианта ВЭУ к изменению среднегодовой скорости ветра. Определено, как повлияет на стоимость энергии, вырабатываемой ВЭУ с оптимальными параметрами, например, мощностью 1500 кВт для $V_r = 8$ м/с, ее эксплуатация на участках с V_r от 6,7 до 9,4 м/с.

Расчеты показали, что при увеличении стоимости энергии менее чем на 10 % ВЭУ мощностью 500 кВт, спроектированная для $V_r = 5,4$ м/с, может быть использована на участках с V_r от 4,0 до 6,7 м/с, а ВЭУ мощностью 1500 кВт — в зонах с V_r от 6,7 до 9,4 м/с. Таким образом, обе ВЭУ могут быть использованы на участках с относительно широким диапазоном среднегодовых скоростей ветра при небольших изменениях в стоимости энергии.

Таблица 3.1. Результаты предварительных проектных разработок ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт

Характеристика	$P_{уст} = 500$ кВт	$P_{уст} = 1500$ кВт
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5,4/5,4	8/8
Расчетная скорость ветра, м/с	7,3/9,2	10/11,2
Выработка энергии, млн. кВт·ч/год	1,88/1,3	6,6/5,7
Диаметр ветроколеса, м	55,8/45,6	58/54,8
Коэффициент заполнения ветроколеса, %	3/3	3/3
Частота вращения ветроколеса, об/мин	29/32,3	40/34,4
Стоимость энергии, цент/(кВт·ч)*	4,2/5,5	1,7/2,0
Удельные капитальные вложения, долл/кВт	974/901	449/481
Стоимость ВЭУ, тыс. долл.	486/450,67	674/720,8
Коэффициент использования установленной мощности	0,42/0,29	0,51/0,43

* Годовые издержки, связанные с процентом на капитал, эксплуатацией, техническим обслуживанием, налогом и др., принялись в размере 16% капитальных вложений.

Примечание. В числителе — данные исследований фирмы GE, в знаменателе — фирмы Капан.

В результате исследования для дальнейшей разработки были выбраны две ВЭУ мощностью 500 кВт для работы в зонах с $V_r = 5,4$ м/с и мощностью 1500 кВт для работы на участках с $V_r = 8$ м/с. Проектирование и исследование по выбору параметров ВЭУ проводилось с учетом необходимости обеспечения минимальной стоимости вырабатываемой энергии. Однако при окончательном выборе было обращено внимание также на значение коэффициента использования установленной мощности ВЭУ и выбранные проекты несколько отличаются от оптимальных с тем, чтобы получить высокие $k_{и, уст}$ при незначительном увеличении (на несколько процентов) стоимости энергии. Капитальные вложения в этом случае увеличиваются, но вырабатывается существенно больше энергии, и поэтому ее стоимость оказывается близкой к минимальной, соответствующей оптимальным проектам (табл. 3.1).

Кроме разработки оптимальных проектов в качестве одной из основных задач исследования ставилось выявление требований, связанных с присоединением ВЭУ к типовым сетям энергосистем, в том числе требований к электрическому оборудованию, автоматической защите и системе управления, к операциям по эксплуатации и техническому обслуживанию.

Исследования показали, что нет сколько-нибудь серьезных проблем, связанных с присоединением ВЭУ к энергосистеме, а также организационных трудностей, которые явились бы существенными препятствиями для использования их в энергосистемах.

3.1.4. ВЭУ MOD-2 МОЩНОСТЬЮ 1000—2000 кВт

Цель создания ВЭУ Mod-2 состоит в том, чтобы разработать большие ВЭУ, которые могли бы вырабатывать электрическую энергию с низкой стоимостью при эксплуатации на участках со среднегодовыми скоростями ветра около 5,4 м/с. Предварительные проекты показывают, что для работы на таких участках ВЭУ с оптимальными параметрами должны иметь ветроколеса с диаметром приблизительно 90 м. В соответствии с программой пуск первых ВЭУ этого типа намечается на конец 1979 г. 1.

3.2. ПРИКЛАДНЫЕ НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ

Параллельно с проектами ВЭУ большой мощности были выполнены прикладные научные исследования и технологические разработки, направленные на снижение стоимости компонентов и систем, упрощение проектов в целом и повышение надежности ВЭУ.

Основные усилия в прикладных научных исследованиях и технологических разработках были направлены на уменьшение стоимости роторных систем. Проекты ВЭУ Mod-0 и Mod-1 показали, что эти системы представляются наиболее перспективными в отношении снижения стоимости ВЭУ.

Одна задача была связана с разработкой дешевых технологий изготовления лопастей. Она предусматривала: проектирование и изготовление лопастей из композиционных материалов с волокнистым наполнителем; исследование предварительно-напряженных, подобно бетону, материалов и использование полнуретана различной плотности; разработку дешевых методов изготовления цельнометаллических лопастей, подобных лопастям действующей ВЭУ Mod-0.

Другой важной задачей исследований и технологических разработок является изготовление лопастей с номинальной длиной 45 м для будущих больших ВЭУ Mod-2. Здесь важное значение придается втулкам ветроколес и системам управления углом установки лопастей. Цель заключается в создании надежных и дешевых втулок, их изготовлении и испытаниях на ВЭУ Mod-0.

¹ Пробный пуск первой ВЭУ Mod-2 мощностью 2500 кВт состоялся в декабре 1980 г.; к концу 1981 г. в опытной эксплуатации находились три подобные ВЭУ, образующие ВЭС мощностью 7500 кВт (Примечание).

Одна из втулок предусматривает нежесткое крепление лопастей, что позволяет обоим лопастям работать в наиболее выгодных плоскостях вращения. Предполагается, что такая система позволит уменьшить изгибающие моменты в лопастях, снизить их стоимость или увеличить срок службы либо одновременно улучшить обе эти характеристики. Преимущества втулки с нежестким креплением лопастей изложены в [3.12]. Рассматриваются также трехлопастные и другие втулки, методы крепления лопастей, которые могут быть испытаны на ВЭУ Mod-0.

Цель испытаний трехлопастного варианта втулки состоит в том, чтобы экспериментально оценить количественное различие в нагрузках между двух- и трехлопастными ВЭУ. Результаты таких испытаний важны еще и потому, что программа предусматривает расширение использования ВЭУ на участках с относительно низкими скоростями ветра.

Башня ВЭУ Mod-0 представляет собой стальную ферменную конструкцию, подобную опорам многих линий электропередачи высокого напряжения. В составе проектных исследований по ВЭУ Mod-1 кроме стальных ферменных башен рассмотрены также башни трубчатые и бетонные. Установлено, что стальные трубчатые и бетонные башни по экономическим показателям могут конкурировать с ферменными башнями в том случае, если они будут изготовлены в достаточно большом количестве и при наличии благоприятных грунтов. Внешний вид этих башен большинству людей представляется эстетичнее, и башни будут подробно исследованы наряду с другими перспективными опорными конструкциями.

Кроме ветроколес и башен другие компоненты и системы ВЭУ будут также рассмотрены в составе прикладных исследований и технологических разработок. Речь идет о редукторах, генераторах, системах управления работой электрооборудования и ориентации ветроколеса по направлению ветра. По мере того как отдельные компоненты и системы покажутся перспективными в отношении простоты или уменьшения стоимости ВЭУ либо обоих этих факторов, они будут испытаны на полигоне в составе ВЭУ Mod-0, которая спроектирована для того, чтобы при реализации ветроэнергетической программы служить в качестве испытательного стенда, позволяющего получать необходимые технические и эксплуатационные данные с целью оценки перспективности различных компонентов и систем.

3.3. КОНСТРУКЦИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ЛОПАСТИ С ЖЕСТКИМ КРЕПЛЕНИЕМ К ВТУЛКЕ ДЛЯ ВЭУ МОЩНОСТЬЮ 100 кВт

Ветроэнергетическая программа Центра NASA-LeRC предусматривала проектирование и эксплуатацию экспериментальной ВЭУ мощностью 100 кВт с целью получения основных инженерных данных для оценки разработанных компонентов и систем. Фирма Lockheed заключила контракт на проектирование и изготовление лопастей, который предусматривал проектирование, анализ, изготовление, оснастку контрольно-измерительной аппаратурой и вибрационные испытания двух рабочих и одной запасной лопасти. Должны удовлетворяться следующие требования: диаметр ветроколеса 38 м; расчетная частота вращения ветроколеса 40 об/мин; пределы изменения угла установки лопастей на относительно радиусе 0,75 от $-3,5$ до $+92,5^\circ$; нелинейная кривка лопасти $33,8^\circ$; профиль серии NASA-23000; конструкция лопасти — алюминиевая.

Экспериментальная ВЭУ мощностью 100 кВт имеет двухлопастное ветроколесо с жестким креплением лопастей к втулке. Лопасти проектируются на мощность, равную 133 кВт на валу ветроколеса при частоте его вращения 40 об/мин и скорости ветра 8 м/с. Изготовление лонжеронов, нервюр, стрингеров, массивной обшивки передней кромки и легкой обшивки задней кромки (ее толщина определена условием предотвращения повреждений градом), соединительных элементов корневой части и двух механически обработанных массивных нервюр обеспечивается применением обычной технологии самолетостроения.

Была использована конструкция с D-образными лонжеронами (рис. 3.6), которая обеспечивает прочность, жесткость, возможность балансировки и малую массу. Именно эти качества необходимы вращающейся крыловой конструкции. Важно также отметить, что создаваемое в результате вращения полецентробежных сил на конце самых больших воздушных винтов составляет около 900 g, несущих винтов вертолетов — 550 g, а для ветроколеса ВЭУ — только 34 g. Это подчеркивает наличие подобия в принципах конструирования и в технологии изготовления лопастей ветроколес и самолетных крыльев.

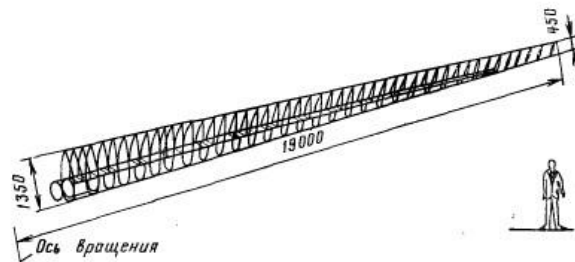


Рис. 3.6. Размеры лопасти ВЭУ мощностью 100 кВт.

Центром NASA-LeRC были определены следующие требования к лопасти: толщина, распределение хорд и углов кривки должны соответствовать графикам на рис. 3.7. Было задано также распределение аэродинамических нагрузок по длине лопасти;

масса лопасти не должна превышать 908 кг, а центр масс для любого ее сечения должен быть расположен впереди упругой оси и центра давления; должна быть обеспечена возможность изменения массы с целью балансировки каждой лопасти;

лопасть должна быть рассчитана на нагрузку, возникающую при максимальной частоте вращения поворотной головки ВЭУ при ориентации по направлению ветра, равной 0,33 об/мин;

лопасти должны иметь срок службы 50 тыс. ч при эксплуатации в расчетных условиях, позволять ВЭУ работать при порывистом ветре, при расчетной скорости ветра автоматически устанавливаться во флюгерное положение без повреждения конструкции, быть стойкими к флаттеру и позволять круглогодичную эксплуатацию в условиях, обычно встречающихся в выбранном месте строительства ВЭУ — в районе г. Сандаски в штате Огайо.

Опыт фирмы Lockheed по проектированию, исследованию и испытанию аэроупругих полноразмерных невращающихся моделей ветроколес [3.13—3.15] показал, что скорость ветра, которой лопасть может противостоять в невращающемся состоянии, зависит в значительной степени от жесткости лопасти на кручение и на изгиб, когда нагрузка действует на 0,75 длины хорды лопасти. Выбор D-образных лонжеронов способствовал получению требуемой жесткости на кручение.

Конструкция втулки допускает только изменение углов установки лопастей, как и в случае винта с изменяемым шагом. Гидравлические исполнительные механизмы с пневматической системой возврата обеспечивают выполнение основной управляющей функции по изменению угла установки лопастей. Жесткость главных органов системы регулирования рассчитана на получение 19 200 Н/град в расчете на одну лопасть.

При проектировании ветроколеса должны быть детально рассмотрены динамические характеристики. Обычно особого внимания требуют вопросы обеспечения частотной характеристикой, предотвращения флаттера, в том числе и

сривного, эффект образования следа, устойчивость при крутильных и маховых движениях, реакции на порывы ветра, влияния башенной опоры и характеристик механизма регулирования на динамическую устойчивость системы ветроколеса — башня, быстродействия регулятора, влияния зазоров и нестационарных нагрузок, связанных с реакцией системы в процессах пуска и останова ветроколеса.

Частотный спектр консоли закрепленной лопасти при вращении ветроколеса представлен на рис. 3.8. Результаты относятся к совместно действующему изгибу и кручению лопасти. Анализ квазистационарного флаттера консоли закрепленной лопасти при скорости ветра 8 и 22 м/с и частоте вращения вала более номинальной, соответствующей уровню демпфирования конструкции

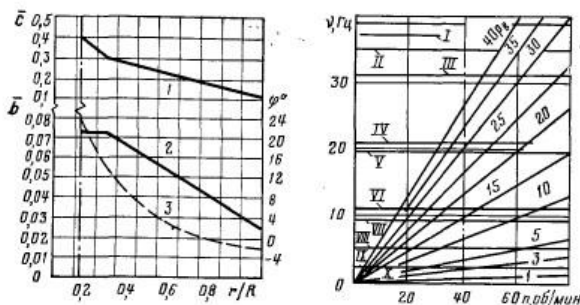


Рис. 3.7. Зависимость отношения максимальной толщины лопасти к длине хорды $c=c/b$ (1), отношения длины хорды к радиусу $b=b/R$ (2) и угла лопасти ϕ (3) от относительного радиуса r/R : — — — линия соединения лопастей с втулкой.

Рис. 3.8. Зависимость расчетных собственных изгибно-крутильных колебаний лопасти ν от частоты вращения ветроколеса λ :

Римские цифры — частоты собственных колебаний лопасти, соответствующие 4, 3, 2 и 1-й гармоникам при вращательном движении (соответственно I, IV, VII и IX), 1-й гармонике при крутильном движении (II, 5, 4, 3, 2 и 1-й гармоникам при маховом движении (соответственно III, V, VI, VIII и X), — — — — номинальная частота вращения ветроколеса.

$g=0.02$, показал, что система лопастей не подвержена флаттеру. Анализ вращающейся лопасти также показал отсутствие тенденции к флаттеру или возрастанию отклонений.

Башня была спроектирована отделом Центра NASA-LeRC Facilities Engineering Division. С учетом важности этой экспериментальной опорной конструкции для испытания будущих систем и сведения к минимуму возможности динамического взаимодействия между ветроколесом и башней последняя спроектирована с большой жесткостью и высокой частотой собственных колебаний. Была создана модель этой системы NASTRAN, и полученные с ее использованием результаты исследования динамики показывают, что частота собственных изгибных колебаний первой формы системы башня — ветроколесо равна $2,5 \text{ Гц}$ ($3,75 \text{ р}_a$ при частоте вращения ветроколеса 40 об/мин).

* р_a — собственная круговая частота ветроколеса, равная числу его оборотов в секунду (Примеч. ред.).

В результате расчета получены характеристики упругости несущего вала, поворотной платформы (головки) и башни в комплексе с ветроколесом, частотный спектр лопасти, а также ее устойчивость к флаттеру. В связи с тем что характеристики башенной опоры асимметричны и ветроколесо двухлопастное, система не может строго трактоваться как стационарная с постоянными коэффициентами, т. е. в этом случае должны быть решены уравнения с варьируемым временем. Влияние упругой опоры на частотный спектр вращающейся лопасти и границы устойчивости к флаттеру были исследованы с использованием характеристик средней жесткости. Эти качества в значительной степени обусловлены гибкостью вала. Оценка характеристик флаттера при циклическом и связанном движении лопасти была получена с использованием средних ква-

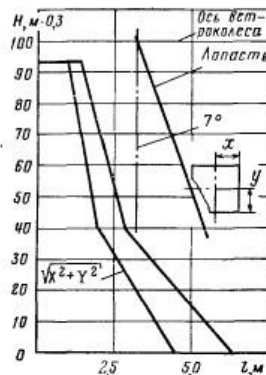


Рис. 3.9. Геометрия башни и зазор в системе башня — ветроколесо в координатах «расстояние от оси башни l — расстояние от уровня земли H » при упругом равновесном положении лопасти.

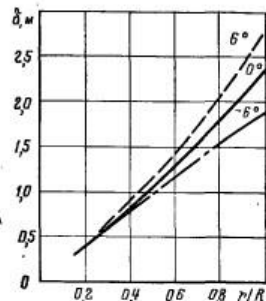


Рис. 3.10. Зависимость величины зазора δ в системе башня — ветроколесо от относительного радиуса лопасти r/R при углах конусности в $3/4 \text{ р}_a$ равных $-6, 0$ и $+6^\circ$.

зистационарных аэродинамических характеристик башни, системы передачи и поворотной головки. Установлено, что система устойчива.

Программа MOSTAB, разработанная фирмой Mechanics Research Inc. в 1970 г. по контракту с сухопутными силами армии США для расчета несущих винтов вертолетов, была модифицирована в программу MOSTAB-WT применительно к расчетам ветроколес [3.16]. Она используется Центром NASA-LeRC для определения нагрузок, действующих на металлические лопасти ВЭУ. Для расчета внутренних нагрузок лопастей программа использует только первую форму изгибных колебаний. Модель нагрузок на ветроколесо фирмы Lockheed также была модифицирована применительно к расчету ветроколес (программа WINTUR). Она используется фирмой Lockheed для расчета внутренних нагрузок и деформаций лопастей. Программа позволяет рассчитывать на изгиб ветроколеса при совместном действии моментов, изгибающих лопасть в направлении хорды и в направлении перемещений при маховых движениях. Поэтому программа WINTUR обеспечивает более строгое решение, чем MOSTAB-WT, однако результаты расчетов по обеим программам хорошо согласуются между собой. Все силы и изгибающие моменты имеют частоту р_a . Касательные силы малы по сравнению со средней центробежной силой, действующей на угол

крепления лопасти к втулке и равной 101 000 Н. Скручивающий момент в этом месте лопасти мал по сравнению с моментами, изгибающими лопасть в направлении хорды и маховых движений. Учитывается экранирующий эффект башни и вертикальный градиент скорости ветрового потока. Дополнительно к условиям, определенным в контракте как минимально необходимые, исследовалось также влияние на нагрузки на лопасти ряда других факторов, в частности угла и частоты поворота ветроколеса при его ориентации, изменения частоты вращения ветроколеса и угла установки лопасти, градиента скорости ветрового потока у поверхности земли и изменения скорости ветра, экранирующего эффекта башни, периодов пуска и останова ВЭУ.

Однако в связи с тем что проектные условия носили предварительный характер и их выполнение не было обязательным, лопасти проектировались так, чтобы иметь существенно большую конструкционную прочность, чем это необходимо для нагрузки 100 кВт при нормальной эксплуатации. Представляется, что это значение легко может быть увеличено до 500 кВт.

Статическая упругая деформация ветроколеса в периферийной плоскости при аэродинамической нагрузке в случае работы за башней вызывает его перемещение в направлении от башенной конструкции. Упругая деформация лопастей ветроколеса при порывах и внезапных изменениях направления ветра или управляющих аварийных воздействиях требует, однако, рассмотрения упругой деформации системы башня—ветроколесо, чтобы иметь возможность оценить пределы изменения зазора между ними. Геометрические размеры башни показаны на рис. 3.9 при расположении оси ветроколеса параллельно стороне башни и ее диагонали. Статическое упругое равновесное положение лопастей соответствует углу конусности 7° для расчетной скорости ветра 8 м/с и частоте вращения ветроколеса 40 об/мин. В эксплуатационных условиях отклонения от этого угла составляют от -6 до $+6^\circ$ (рис. 3.10). Эти отклонения, получающиеся в результате изменения положения лопастей, когда производится рассмотрение совместно с нестационарной нагрузкой, показывают, что система имеет значительный диапазон взаимного влияния ветроколеса и башни. Должна быть известна скорость ветра при флюгерном положении лопастей, чтобы определить, является ли это условие критическим для лопастей в отношении их повреждения.

Для уменьшения взаимного влияния башни и ветроколеса существует ряд способов, такие, как увеличение жесткости лопасти и изменение ее кривизны, увеличение угла конусности втулки и расстояния между ветроколесом и башней, изменение начальной конусности лопасти при флюгерном положении.

Чтобы определить влияние геометрии кривизны лопасти на характеристики ее прогиба, были проведены предварительные исследования с использованием программы WINTUR для двух принятых значений мощности, развиваемой ветроколесом. Анализ был основан на данных о массе и жесткости для композиционных неметаллических лопастей и о форме лопасти в плане и сужении для металлических лопастей. Данные показывают различие в смещении средней части лопасти между двумя вариантами кривизны для выбранных мощностей и недопустимое увеличение прогиба концов лопастей без кривизны. Наибольшая вероятность удара лопастей о башню соответствует случаю, когда корневая часть изгибаемой лопасти не имеет кривизны. Для того чтобы предотвратить возможность удара лопастей о башню, требуется жесткость относительно маховых движений, соответствующая частоте выше 2р.

Изготовление металлических лопастей основывается на обычной самолетной технологии. Были непосредственно использованы эксперименты фирмы Lockheed с самолетами и вертолетными винтами.

Лопасти состоят из тонкой алюминиевой обшивки и большого числа штампованных нервюр и элементов, предназначенных для того, чтобы обеспечить заданную аэродинамическую форму, которая характеризуется кривотой и конусными переходами. Сужение и кривота таковы, что прямоугольные участки не располагаются по длине лопасти на постоянном относительном расстоянии по хорде. Определение прямоугольных участков было весьма важным для проектирования (расположения лонжеронов) и для технологического процесса, формирующего кривизну на толстой передней кромке обшивки.

Испытания невращающейся конструкции были проведены на первой металлической лопасти, установленной на испытательном зажимном устройстве. Оно имитировало такую же жесткость системы втулка—вал, как и у экспериментальной ВЭУ мощностью 100 кВт. Установлена тесная связь между расчетными и экспериментальными частотными параметрами лопастей (табл. 3.2).

Таблица 3.2. Частотный спектр металлической лопасти, полученный в результате испытаний невращающейся лопасти

Номер гармоника и тип колебания	Значения экспериментальных и расчетных частот*, мин ⁻¹		
	Полная нагрузка на конец лопасти равна 31 Н (эксперимент)	Конец лопасти не нагружен	
		Эксперимент	Расчет
1-я, маховое движение	97,8	103,8	98,7
2-я, маховое движение	280,8	299,4	286
3-я, маховое движение	600,0	622,8	610
1-я, вращательное движение	141,0	159,6	143
2-я, вращательное движение	567,6	588,0	558
1-я, крутильное движение	—	1968	2040

* Число колебаний в минуту.

На режиме как маховых, так и неплоских движений экспериментальные частоты несколько выше расчетных, для которых отмечена тенденция к более высокому уровню жесткости лопасти на изгиб. Первая форма крутильных колебаний оказалась несколько ниже расчетной, но для 2000 циклов в минуту получено хорошее совпадение. В то же время можно заметить, что характеристики распределения массы и жесткости, определенные графиками, полученными на ЭВМ, оказались непригодными.

В процессе тарировочного опытного нагружения измерительного оборудования величины прогиба были приняты совпадающими с действительными нагрузками. Коэффициенты, учитывающие влияние параметров конструкции и определенные с помощью этих измерений, были сопоставлены с расчетными. Результаты показывают хорошее совпадение с результатами измерений при маховых и неплоских движениях. Для рассмотренного сечения лопасти, близкого к корневому, маховое движение дает жесткость в 1,6 раза, а неплоское движение—в 1,1 раза больше, чем предсказывает теория. При сравнении этих значений с первой резонансной частотой невращающейся лопасти должно быть дано объяснение факту, почему в результате испытаний получена более высокая частота, чем при расчетах (табл. 3.2).

Первая металлическая лопасть ВЭУ имела массу 899,5 кг, что хорошо согласуется с расчетным значением, равным 887,8 кг. Некоторое увеличение вызвано, по-видимому, увеличением массы краски на 11,7 кг сверх расчетного значения. Данные о расположении центра массы лопастей по длине и хорде также хорошо согласуются с расчетными [3.5].

Из всего сказанного выше можно сделать вывод, что частотный спектр металлической лопасти обеспечивает хорошее разделение собственной частоты вибрации и создаваемых высшими n -я гармониками сил (например, воздействием гравитационного поля $1p_n$). В результате анализа определены границы устойчивости вращающейся лопасти к флаттеру как при консольной, так и при упругой (башенной) опоре ветроколеса.

Устойчивость результатов отклонения лопасти при совместном действии изгиба и кручения и аналитическое исследование флаттера заторможенной лопасти при скорости ветра до 63 м/с показали, что аэродинамические качества

этой конструкции обеспечиваются в широких пределах с учетом намечаемого ее использования и предполагаемого воздействия окружающей среды.

Связь между нагрузками, получаемыми в результате расчетов по программам MOSTAB и WINTUR, показала, что нагрузки лопастей для известного потока могут быть рассчитаны с приемлемой точностью. Наземные вибрационные испытания, так же как и испытания с точным регулированием мощности при вращении, должны привести к подтверждению характеристик системы и устойчивости в пределах эксплуатационных режимов.

На обеспечении хорошего совпадения экспериментальных результатов с теорией должен быть сделан акцент, чтобы способствовать надежности разработок первой ВЭУ мощностью 100 кВт.

3.4. ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЛОПАСТИ

Лопастей ВЭУ постоянно воспринимают, преобразуют и передают динамические нагрузки, которые по своему происхождению могут быть аэродинамическими, гравитационными или инерционными. Независимо от их источника динамические нагрузки на лопасть влияют на массу и стоимость почти всех компонентов конструкции. Поэтому важно разрабатывать и совершенствовать методы расчета и управления динамическими нагрузками, действующими на ВЭУ. Некоторый прогресс достигнут в понимании динамических нагрузок больших двухлопастных ветроколес с горизонтальной осью вращения.

Исследованы две ВЭУ: Mod-0, представляющая собой экспериментальную ВЭУ, эксплуатируемую на полигоне Плам Брук Управления NASA близ Сандэйса в штате Огайо, и Mod-0A, используемая в качестве муниципальной электростанции в г. Клейтона в штате Нью-Мексико. Обе ВЭУ почти идентичны по внешнему виду, имеют двухлопастное ветроколесо диаметром 38 м, установленное на высоте 30,5 м (по оси вала) от поверхности земли на башне ферменной конструкции и работающей за башней.

Проектирование, изготовление, монтаж и пусковые испытания ВЭУ Mod-0 описываются в [3—5]. Она развивает установленную мощность 100 кВт при скорости ветра 8 м/с. ВЭУ Mod-0A спроектирована на установленную мощность 200 кВт при скорости ветра 10,7 м/с. Обе ВЭУ имеют расчетную частоту вращения ветроколеса 40 об/мин.

Конструктивные различия ВЭУ заключаются в том, что лопасти Mod-0A прочнее и более массивны, чем лопасти Mod-0 (1050 кг против 900 кг). Башня Mod-0A представляет собой ферму из трубчатых элементов, у башни Mod-0 на труб выполнены только угловые элементы. Редуктор, высокооборотный вал и генератор ВЭУ Mod-0A имеют большие размеры, чем ВЭУ Mod-0.

Впервые ВЭУ Mod-0A была выведена на расчетный режим вращения ветроколеса и мощности в декабре 1975 г. Несмотря на то что ее исполнение в целом соответствовало проектному заданию и характеристикам, изгибающие моменты, измеряемые вблизи корневой части лопастей, были очень высоки. При скорости ветра 15,6 м/с эти изгибающие моменты в 2—3 раза превышали расчетные. Это в равной степени относилось как к лобовым, так и к тангенциальным изгибающим нагрузкам. Продолжение работы при таких высоких уровнях нагрузки должно привести к преждевременному усталостному разрушению лопастей. Чтобы выявить причины чрезмерных нагрузок на лопасти и разработать рекомендации по изменению лопастей, ведущему к уменьшению нагрузок, были подробно исследованы данные, зарегистрированные в течение короткого периода работы ВЭУ в декабре 1975 г.

В динамических нагрузках лопасти ВЭУ Mod-0 в лобовом направлении преобладают импульсные воздействия, возникающие каждый раз при пересечении лопастью следа (тени) башни. Было сделано заключение, что башня ВЭУ Mod-0 экранирует воздушный поток в значительно большей степени, чем ожидалось, и что это явилось причиной увеличения лобовой нагрузки.

Было рекомендовано снять первоначально установленные в башне служебную лестницу и ее ограждения. Испытания в аэродинамической трубе мас-

штабной модели башни с лестницей и без лестницы подтвердили, что в варианте с лестницей степень экранирования была очень высокой и значительно уменьшилась после ее удаления.

Среднее уменьшение скорости ветра ΔV через продольное сечение башни было определено для различных условий и ориентации башни относительно ветрового потока. Затем степень экранирования башни была рассчитана как отношение этого среднего уменьшения скорости ветра к скорости свободного ветрового потока V . Устранение лестницы уменьшило степень экранирования с 0,64 до 0,35. В результате этого лобовые нагрузки на лопасть должны снизиться примерно на 1/3. Для дальнейшего уменьшения экранирования все элементы фермы башни Mod-0A должны быть изготовлены из конструкционных труб. Использование круглых сечений усложняет производство фермы, но значительно уменьшает степень экранирование башни.

Исследование гармонических составляющих тангенциальных нагрузок привело к заключению, что увеличение этих нагрузок вызвано вращением головки ВЭУ при ее ориентации относительно направления ветра. Как первоначально проектировалось, поворотная головка была установлена на башне и фиксировалась посредством вала механизма привода системы ориентации. Удалось определить, что коэффициент упругости этого вала соответствует резонансу в горизонтальной плоскости вращения в процессе ориентации. Это обуславливает возможность возникновения больших по амплитуде боковых движений втулки ветроколеса. Было сделано предположение, что эти движения при поворотах головки и являются причиной тангенциальных нагрузок, аналогичных известным нагрузкам, возникающим в винтах самолетов.

Для уменьшения тангенциальных нагрузок было рекомендовано, чтобы одиночный вал привода механизма ориентации был заменен двойной приводной системой. Боковые движения головок в этом случае должны уменьшиться вследствие предотвращения резонанса, который был наиболее значительным, увеличения жесткости соединения головки с башней и ликвидации свободного хода (зазоров) и нелинейности, присущей системе ориентации с одиночным приводом.

В апреле 1977 г. лестница и ее ограждение были сняты и установлен двойной привод в системе ориентации. Это привело к значительному снижению нагрузки (примерно в отношении $1/3 : 1/2$). Расчетный уровень нагрузок после конструктивных изменений был подтвержден.

Изменения в конструкции также значительно уменьшили среднее значение нагрузки и ее вариаций. Это особенно видно, когда нагрузки от гравитационных сил рассматриваются в качестве минимально возможных. Расчетная тангенциальная нагрузка оказалась умеренной.

Методы определения нагрузок, измененные с учетом указанных выше данных, были использованы для расчета лопастей ВЭУ Mod-0A. В результате получено, что лопасть должна быть устойчивой к действию усталостного разрушения от лобовых нагрузок почти на всех эксплуатационных режимах. Согласно расчетам это справедливо и для тангенциальных нагрузок, возникающих от действия гравитационных сил.

3.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРА

Двухлопастные ВЭУ с горизонтальной осью вращения ветроколеса, расположенного за башней, имеют ряд преимуществ в части аэродинамической эффективности, выработки энергии и материалоемкости. Однако реализация этих качеств требует особого рассмотрения возмущений, вносимых следом за башней. Аэродинамические силы, которые изменяются в процессе прохождения лопасти в тень сквозь след башни, могут вызывать большие механические напряжения и флуктуации (пульсации) электрической мощности. Эта проблема изложена в [317] и экспериментально исследована в эксплуатационных условиях на ВЭУ Mod-0.

Были предложены некоторые схемы для дополнительного демпфирования колебаний в приводе с целью уменьшения воздействий на вращающийся момент на

ления ветра, начальной ориентации по ветру, начальной частоты вращения, неустановившихся внешних воздействий, а также работы на устойчивых режимах.

4. Для ветродвигателей, свободно ориентирующихся по направлению ветра и рассчитанных для работы за башней, лобовое давление на невращающееся ветроколесо обычно достаточно для его ориентации при любых начальных направлениях ветра.

5. Равновесное положение ветродвигателя, свободно устанавливающегося по направлению ветра при работе за башней, изменяется в зависимости от главного вектора ветрового потока. Это приводит к разгрузке движущихся вниз лопастей при уменьшении скорости ветра за башней.

6. Уровень напряжений в лопастях значительно ниже допустимого при флюгерном их положении на невращающемся ветроколесе при скорости ветра, достигающей до 26,8 м/с.

7. Ветродвиатель с КАВ и саморегулируемой установкой лопастей с помощью маятника, закрепленного на лопастях, который создает частоты крутильных колебаний, близкие к круговой частоте ветроколеса ω , будет неустойчивым.

3.8. ОПТИМИЗАЦИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ВЕТРОКОЛЕСА С ПАРУСНЫМИ ЛОПАСТЯМИ

В Принстонском университете (ПУ) разработана для испытаний ветродвигатель установка, смонтированная на армейском автомобиле.

В начале этих работ по программе исследования ветродвигателей стало очевидным, что исследования в природных условиях непригодны для целей оперативной оптимизации и усовершенствования характеристик ветроколеса. Такая методика пригодна и даже предпочтительна при испытаниях ветродвигателей, когда такие факторы, как динамические реакции двигателя на пульсации скорости ветра, могут оказывать сильное влияние на выработку энергии за длительный период. В то же время методика почти бесполезна, когда тщательный учет влияния единичных изменений конфигурации лопасти на характеристики ветроколеса желательнее осуществлять за сравнительно короткий период времени.

Исходя из этого была начата разработка движущегося стенда для испытания ветродвигателей природных размеров, установленных на стандартных армейских автомобилях. В результате постепенного совершенствования установка в настоящее время стала достаточно сложной.

При определении характеристик ветродвигателей основным следует считать точное измерение скорости свободного невозмущенного ветрового потока. На установке Принстонского университета был испытан ряд анемометрических систем (механические и термоанемометры) и были выбраны наиболее подходящие анемометры чашечного типа. Наряду с достаточно высокой чувствительностью и точностью имеет место требуемая устойчивость показаний прибора. Механический анемометр и термоанемометр при точном регулировании скорости оказываются слишком чувствительными к шероховатостям дороги.

С целью предохранения анемометра от внешних воздействий, нарушающих поле скоростей в присутствии автомобиля, анемометр устанавливался на значительном расстоянии перед транспортным средством. Чашечное устройство прибора использовалось для вращения небольшого генератора, сигнал которого передавался к миллиамперметру, установленному на рулевой колонке автомобиля. Исходная тарировка этой системы производилась в аэродинамической трубе и для предотвращения ошибок проверялась перед каждой серией испытаний.

Благодаря усовершенствованию установки было проверено несколько методов нагружения ветродвигателя. В наиболее удобном методе использовался гидравлический дисковый тормоз. Главный цилиндр, а также механизм системы установлены на основании опорной башни с растяжками. Тормоз приводился в действие с помощью стальной муфты. Пружины позволяли прикладывать более равномерную нагрузку, которая преобразовывала воспроизводимый сигнал на приводном рычаге в сигнал, соответствующий действию постоянной силы.

Значение вращающего момента, который создавался ветроколесом при действии тормоза, измерялось с помощью тензометрического мостика, установленного на горизонтальной части опорной конструкции. Сигнал от него передавался на микроамперметр. Таким образом, при проведении измерений желаемое значение тормозного вращающего момента может передаваться на ветродвигатель путем соответствующего перемены стальной муфты.

Одним из экспериментальных параметров, который необходим для определения характеристик ветродвигателя, является частота вращения ветроколеса. Она определялась с помощью тахометра на втулке ветроколеса, сигнал от которого передавался на вольтметр и отсчитывался наблюдателем.

Использование для испытаний ветродвигателя установки на автомобиле ускоряет процесс накопления данных. Он может производиться при слабом ветре или, что предпочтительнее, в безветрие. Установлено, что даже слабый боковой ветер при скорости 1—1,5 м/с искажает данные испытаний.

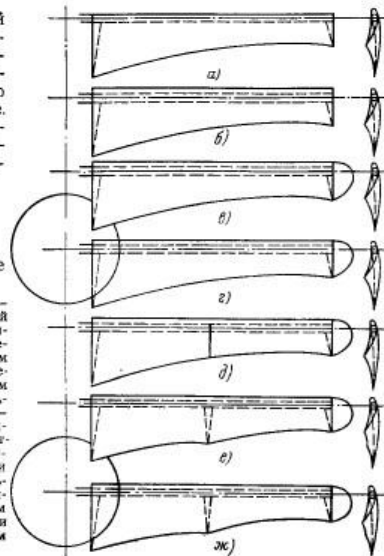


Рис. 3.17. Некоторые испытанные формы лопастей в плане:

а — круглая передняя кромка; б — D-образный лонжерон передней кромки, расположенный по всей длине лопасти; в — D-образный лонжерон передней кромки с концевым обтекателем; г — D-образный лонжерон передней кромки с концевым обтекателем и 20 %-ным центральным обтекателем ветроколеса; д — D-образный лонжерон передней кромки с концевым обтекателем и центральным ребром жесткости; е — D-образный лонжерон передней кромки с концевым обтекателем и центральным ребром; з — D-образный лонжерон передней кромки с концевым обтекателем, центральным ребром и 20 %-ным центральным обтекателем ветроколеса.

Для определения характеристик ветродвигателей данные, полученные на установке, представлены в виде стандартных зависимостей коэффициента использования энергии ветра ξ от быстроты V . Безразмерная форма представления данных делает возможными быструю оценку ветродвигателей и их схем, и сопоставление различных вариантов. Для оптимизационных исследований, подобных проводимым в Принстонском университете, эта возможность непосредственного определения влияния на характеристики отдельных изменений схем является очень полезной.

Одним из этапов программы Принстонского университета по исследованию ветродвигателей состоял в систематизации характеристик двухлопастных ветроколес диаметром 3,7 м с парусными лопастями. Эксперименты были предназначены для определения конфигурации элементов, необходимых для получения приемлемых характеристик, и возможности исключения некоторых из них для снижения общей стоимости. Одно из ветроколес было сконструировано с возможностью изменения углов установки и шага. Подобные данные значительно расширяют понимание общих возможностей техники конструирования лопастей.

Двухлопастное ветроколесо выбрано в качестве основной конструкции вследствие большей легкости осуществления изменений ее конфигурации. При тща-

тельно контролируемых условиях испытаний, в которых этот двигатель использовался, проблемы динамики двухлопастного ветроколеса могут быть фактически исключены для случая, когда они связаны с быстрыми азимутальными изменениями положения лопасти. Однако даже если влияние подобной проблемы минимально благодаря малой инерции, связанной с малой массой парусной лопасти, Принстонский университет признает ее полезность и постоянно рекомендует использование трехлопастных двигателей в почти любых практических областях применения.

Основная схема парусной лопасти, от которой развились все последующие конфигурации, показана на рис. 3.17, а. Ветродвиатель состоит из двухлопастного колеса диаметром 3,7 м, в конструкции которого используется суживающийся к концу лонжерон круглого сечения с передней кромкой, фиксированной корневой частью (поворачивающейся вручную), и концевым элементом. Лопасть снабжена тросом, к которому прочно прикреплено охватывающее переднюю кромку полоуго из дакрона.

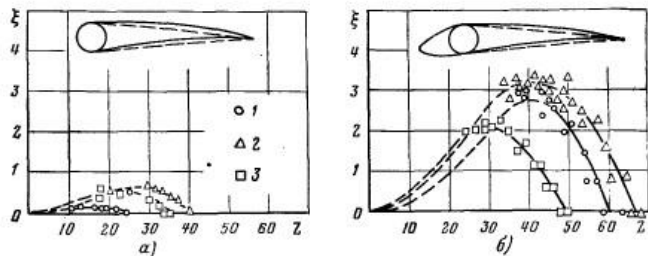


Рис. 3.18. Зависимость коэффициента использования энергии ветра ξ от скорости Z при различной форме поперечного сечения конца лопасти (записаны ξ и Z умножены на 10):
 а — $V=9,5$ м/с; б — $V=6$ м/с; 1 — $\varphi_{\text{юрн}}=+10^\circ$; 2 — $\varphi_{\text{юрн}}=+20^\circ$; 3 — $\varphi_{\text{юрн}}=\pm 30^\circ$, общая кривая лопасти 30° .

Цепная линия, образующаяся на передней кромке при натяжении паруса в направлении хорды, сама может устранить смещение его по горизонтали при достаточно большом натяжении. Остальные конфигурации, испытанные по этой программе, показаны на рис. 3.17. Они содержат дополнительный обтекатель передней кромки (рис. 3.17, б), концевой элемент лопасти (рис. 3.17, в), дисковое центральное тело (рис. 3.17, г, з) и различные типы элементов жесткости передней кромки (рис. 3.17, д, е).

Во время испытаний угол установки лопасти подбирали так, чтобы получаемая характеристика понижалась слева и справа от оптимума. Кроме того, каждая лопасть испытывалась в набегающем потоке при скоростях ветра 6 и 9,5 м/с. Таким образом, были проверены безразмерные характеристики ветродвигателя и могла оцениваться степень их понижения с увеличением скорости ветра. Приведенные данные для каждой из форм лопасти использовались для получения графиков, дающих зависимость $\xi=f(Z)$.

Характеристика основного варианта ветроколеса (см. рис. 3.17, а) показана на рис. 3.18, а. Желательно, конечно, получить максимальный коэффициент использования энергии ветра, в частности, при использовании трубчатой передней кромки лопасти. На рис. 3.18, а показано поперечное сечение конца лопасти этой конфигурации, которая только одна испытывалась с круговой передней кромкой.

Характеристики лопасти, показанной на рис. 3.17, б, приведены на рис. 3.18, б. При простом добавлении по всему размаху передней кромки D-образ-

ного трубчатого обтекателя ξ увеличивается в 5 раз. Это происходит благодаря оптимизации формы поперечного сечения лопасти при большем ускорении потока около передней кромки, смещении к хвостовой части положения точки максимальной толщины профиля, увеличении секционированного отсека при наклоне наклона передней кромки примерно в 7° и при значительном уменьшении сравнительно большой относительной толщины каждой секции по длине лопасти. На рис. 3.18, б показан также профиль конца лопасти, использованный во всех остальных конфигурациях.

Благоприятное влияние изменений геометрической формы конца лопасти видно на рис. 3.17, в. Хотя полная мощность, развиваемая при этой конфигурации, увеличивается по сравнению с мощностью для варианта без законцовки лопасти, она фактически еще больше, так как лопасть балансируется при увеличенном радиусе ветроколеса, который используется для представления мощности в безразмерном виде, т. е. через ξ . Тот факт, что коэффициент ξ не улучшается, в известной степени неожиданный, но может быть объяснен некоторым ухудшением распределения нагрузки по длине лопасти в сравнении с оптимальным.

Применение дискового обтекателя, радиус которого составляет 20 % радиуса ветроколеса, обосновывается положительными результатами исследований, выполненных в Принстонском университете [3.20]. На рис. 3.17, г видно его малое влияние на суммарные характеристики.

Значительное (примерно 20 %) повышение ξ получено при дополнительной установке элементов жесткости, показанных на рис. 3.17, д, на среднем радиусе передней кромки. Эта расчалка между лонжероном и тросом передней кромки прочно фиксирует трос относительно базовой структуры в этой точке, но не влияет на основную линию передней кромки. Добавление дискового обтекателя, площадь которого составляет 20 % площади, ометаемой ветроколесом (относительная площадь 20 %), мало влияет на характеристики колеса.

Увеличение геометрического заполнения ветроколеса, достигнутое у конфигурации, показанной на рис. 3.17, е, привело к небольшому, не заслуживающему внимания изменению характеристик. Однако при разделении исходной цепной линии, по которой провисает трос передней кромки, на две меньшие цепные линии, незакрепленная его часть по передней кромке сокращается и наползину, в результате чего значительно увеличивается критическая скорость, начиная от которой происходит переменение паруса в наветренную сторону [3.20].

В заключение был использован дисковый обтекатель с относительной площадью 20 % для получения конфигурации, показанной на рис. 3.17, ж. Эта модификация приводит при малых скоростях ветра к наибольшему из полученных значений ξ (примерно 0,4). Сводные данные по наиболее важным параметрам даны в табл. 3.3.

Таблица 3.3 Данные характеристик двухлопастного парусного ветроколеса диаметром 3,7 м

Конфигурация по рис.	V=6 м/с			V=9,5 м/с		
	Z _{max}	ξ_{max}	Z _{опт}	Z _{max}	ξ_{max}	Z _{опт}
3.17, а	4,0	0,06	2,8	—	—	—
3.17, б	6,7	0,32	4,0	6,0	0,31	3,4
3.17, в	7,0	0,31	4,1	6,6	0,30	3,9
3.17, г	7,6	0,34	4,8	6,6	0,31	4,2
3.17, д	8,0	0,37	4,9	7,0	0,34	4,1
3.17*, д	7,6	0,39	4,4	7,0	0,33	4,2
3.17, е	7,3	0,37	4,3	—	—	—
3.17, ж	8,0	0,40	4,3	7,1	0,36	4,1

* С обтекателем.

Таким образом, кольцевая передняя кромка не обеспечивает хороших характеристик. Однако при простом дополнении в виде наклонных элементов жесткости передней кромки характеристики ветроколеса с парусными лопастями оказываются достаточно хорошими. Дополнительное применение обтекателей концов лопастей не приводит к улучшению общего ξ . Установка с относительной площадью 20 % обтекателя немного улучшает характеристики ветроколеса. Существенное повышение его эффективности может быть достигнуто при закреплении пролетов троса по длине передней кромки.

Для всех испытанных конфигураций влияние изменения скорости ветра от 6 до 9,5 м/с проявляется в уменьшении в среднем примерно на 8 % максимального значения ξ . Так как такое снижение характеристик нельзя рассматривать в качестве основных, то необходимо придать некоторое значение тому факту, что эти условия становятся более заметными, когда значение скорости приближается к критическому значению для заданного напряжения при растяжении, при котором происходит смещение паруса [3-20]. Однако это влияние не обязательно должно быть только вредным. Можно предполагать, что при тщательном подборе подходящих параметров ухудшение характеристик при увеличении скорости ветра может быть использовано как средство для предотвращения перегрузок или даже разрушения ветроколеса при сильных ветрах.

При сопоставлении ветроколес с парусными лопастями и трехлопастного оказалось, что вместо ожидаемого увеличения максимального ξ вследствие меньшего общего коэффициента заполнения двухлопастного ветроколеса получены другие результаты. Несмотря на более высокую быстроходность двухлопастного ветроколеса ($\xi_{max} = 0,4$) для увеличения ξ до 0,44 потребовались большие усилия, чем у трехлопастных конструкций.

3.9. МНОГОСТУПЕНЧАТЫЙ ВЕТРОДВИГАТЕЛЬ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБТЕКАТЕЛЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ВЕТРОКОЛЕСА

При проектировании многоступенчатой установки авторы базировались исключительно на интуитивных представлениях. Предполагалось, что улучшение характеристик ветроколеса, которое было получено при увеличении на 20 % площади центрального обтекателя двухлопастного ветроколеса диаметром 3,7 м с парусными лопастями, может быть достигнуто при значительном снижении давления в центре диска ротора у малых одноступенчатых ветроколес, установленных коаксиально перед основным ветроколесом. Так как такие установки фактически ранее не испытывались, исследования проводились только на натурных опытных образцах, позволяющих получить ряд форм, а также легко комбинируемых модификаций. В частности, в качестве гипотетической, но наиболее подходящей формы таких устройств было разработано небольшое ветроколесо, симметрично секционированное, с некручеными лопастями. Оно было сконструировано так, чтобы углы установки лопастей можно было регулировать при вращении в том же или в обратном направлении относительно основного ветроколеса.

Кроме того, имелась возможность прикладывать в процессе испытаний различные нагрузки к ветроколесу первой ступени и тем самым изменять его быстроходность независимо от основного ветроколеса. Такая возможность была предусмотрена потому, что не было ясно, будет ли поле скоростей более благоприятно распределено при наличии у малого ветроколеса обгонной муфты, использующей дополнительную энергию вихревого шнура. Возможно также, хотя это и нежелательно, что энергия, используемая основным ветроколесом, будет того же порядка, что и проходящая по центру вихревого шнура, вследствие чего более активно действующие части потока будут отсечены в периферийную зону.

В качестве основного ветроколеса, с которым проводились испытания многоступенчатого ветродвигателя, принимался вариант, показанный на рис. 3.17, а, но без закошцов лопастей. Относительные достоинства различных рабочих

Таблица 3.4. Сводные данные по наиболее важным параметрам, полученным при испытаниях многоступенчатого ветроколеса

Характеристика конструкции	Z_{max}	ξ_{max}	Z_{opt}
Исходный ветродвигатель	7,3	0,36	4,1
Коаксиальное ветроколесо (синхронное вращение; муфта свободного хода, $\varphi = 20^\circ$)	7,0	0,36	4,1
Коаксиальное ветроколесо (синхронное вращение; вспомогательный тормоз $\varphi = 20^\circ$)	6,8	0,33	3,9
Коаксиальное ветроколесо (синхронное вращение; тормоз со стопором, $\varphi = 20^\circ$)	6,8	0,33	4,0
Коаксиальное ветроколесо (встречное вращение; муфта свободного хода $\varphi = 20^\circ$)	7,2	0,36	3,8
Коаксиальное ветроколесо (встречное вращение; муфта свободного хода, $\varphi = 35^\circ$)	7,2	0,35	3,9

форм коаксиальных ветроколес определяются из сопоставления их показателей с исходными основными характеристиками, полученными на испытательном стенде (табл. 3.4).

Из рассмотрения данных можно прийти к заключению, что все характеристики коаксиального ветродвигателя, соответствующие эксплуатационным режимам, будут теми же или несколько худшими, чем у исходного ветродвигателя.

В любых случаях влияние ветроколеса оказалось настолько малым, что дальнейшие исследования его работы были прекращены. Объяснением причины такого результата можно считать то, что хотя ветроколесо и находится под действием набегающего потока, оно может вызывать возмущение течения, почти подобное дисковому обтеканию. Оно создает также взаимодействия плоскостей вследствие лобового сопротивления лопастей. Таким образом, любые полезные взаимодействия или дополнительный вращающий момент ветроколеса сводятся к нулю и общие характеристики ветроколеса остаются в основном неизменными. Дисковый обтекатель хотя и не дает большого эффекта, но оказывается менее дорогостоящим.

3.10. ИССЛЕДОВАНИЕ В АЭРОДИНАМИЧЕСКОЙ ТРУБЕ ПРОФИЛЕЙ ПОПЕРЕЧНЫХ СЕЧЕНИЙ ПАРУСНЫХ ЛОПАСТЕЙ И ПЛОСКОСТЕЙ

Необходимость в исследованиях аэродинамических характеристик парусных лопастей и плоскостей (оперений) с различной формой поперечного сечения связана с оценкой возможности упрощения или модификации таких лопастей со двоякой оболочкой и получения экономических выгод без заметного ухудшения характеристик. Программа испытаний в аэродинамической трубе была составлена так, чтобы установить относительное значение потерь, связанных с использованием выпускаемых промышленностью обтекаемых мачт парусных шлюпок и системы труб круглого поперечного сечения вместо D-образной передней кромки парусной лопасти. Кроме того, влияние полной двоякой оболочки испытывалось при включении нескольких сечений, не использующих нижние обложки, а также некоторых из них, имеющих нижние обложки только частично. Всего же было испытано восемь модификаций крыльев, моделирующих лопасти, идентичных во всех отношениях, за исключением используемых форм сечений.

Испытания крыльев с различными профилями лопасти (рис. 3.19) проводились в аэродинамической трубе РУ с размерами рабочей части $1,2 \times 1,5$ м. Форма испытанного крыла в плане (рис. 3.20) характеризуется размахом $l = 0,77$ м, средней аэродинамической хордой $b_d = 0,115$ м и общей площадью $0,089$ м². В результате удлинение крыла $\lambda = 8,4$ и относительная толщина профиля δ , подсчитанная по его средней аэродинамической хорде, была равна $11,5\%$. Сила натяжения троса передней кромки варьировалась на модели и для рассматриваемых здесь результатов устанавливалась в 42 и 160 Н. Соответственно этим значениям коэффициент натяжения троса передней кромки c_t составил соответственно 0,07 и 0,28.

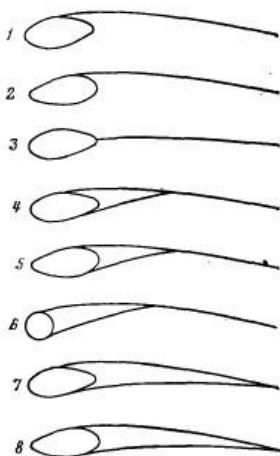


Рис. 3.19. Поперечные сечения парусных крыльев и оперений, испытанных в аэродинамической трубе:

1—3 — парусные оперения моделей 1, 2 и 3; 4, 5 и 6 — полумодели парусного крыла моделей 1, 2 и 3; 7, 8 — парусное крыло моделей 1 и 2.

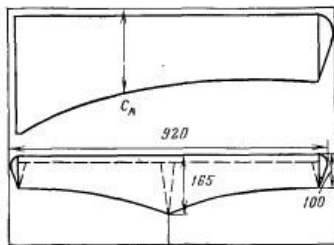


Рис. 3.20. Форма в плане парусного крыла и оперения (длина 0,92 м, площадь 0,108 м², удлинение 8,4, средняя аэродинамическая хорда 0,114 м).

Все данные по сериям испытаний получены при скорости потока в трубе, которая регулировалась для получения динамического давления $q = 622$ Н/м². Хотя соответствующее число Рейнольдса, подсчитанное по средней аэродинамической хорде, составило примерно $2,5 \cdot 10^6$, однако с учетом уровня турбулентности в трубе полученные аэродинамические данные более характерны для больших чисел Рейнольдса — около $7,5 \cdot 10^6$.

Установка модели в трубе позволяла изменять углы атаки крыла при работающей трубе от -12 до -24° . При этом уравнивание сил и определение подъемной силы, лобового сопротивления и момента относительно поперечной оси производились в этом диапазоне при увеличении углов атаки через 2° . Эти данные представлялись далее в форме стандартных коэффициентов и наносились на график в функции от угла атаки крыла, как это рекомендуется по направлению средней аэродинамической хорды при ненагруженном ее положении (без потока). В дополнение к этому эффективность каждого из крыльев оценивалась по своему графику, дающему зависимость аэродинамического качества Y/X от угла атаки.

Необходимо отметить одну из трудностей в методике эксперимента, связанную с тем, что лобовое сопротивление модели составляет весьма небольшую долю суммарных измеряемых сил и определяется путем вычитания из них большей по значению поправки. Хотя это и обычная методика, когда имеются ограничения по времени и определяемым данным, она, несомненно, допускает вве-

дение в эксперимент небольших ошибок при измерении лобового сопротивления. Это не означает, что получаемые по такой методике данные неприменимы для целей проектирования, и они, конечно, пригодны для сопоставительных целей. Однако полученные таким путем данные нельзя рассматривать в качестве абсолютных.

Вследствие аэроупругости парусного крыла оно обладает некоторыми особенностями, которые вызывают значительные (его отличия от обычных жестких крыльев. Если парусное крыло неподвижно (при безветрии) и полотнища обшивки туго натягиваются на тросе передней кромки, то верхняя и нижняя поверхности симметричного сечения находятся под одним и тем же давлением. Когда крыло начинает двигаться под действием подъемной силы, то асимметричное распределение давления на его верхней и нижней поверхностях приводит к деформации обшивки (или обшивок) от области повышенного давления (нижняя сторона) по направлению к области пониженного давления (верхняя сторона).

Таким образом, когда на крыло действует подъемная сила, направленная вверх, сечения приобретают форму дужек с положительной кривизной, благоприятную для получения плавной формы передней кромки профиля. Необходимо, чтобы действительная форма сечения парусного крыла изменялась в зависимости от скорости ветра, угла атаки крыла, формы профиля неподвижного крыла и значения силы натяжения троса передней кромки. Таким образом, при увеличении угла атаки возрастают подъемная сила (до возникновения срыва потока на крыле) и результирующий перепад давлений между верхней и нижней поверхностями профиля отсека крыла.

Это не только обеспечивает получение максимальных значений эффективности крыла и аэродинамического качества профиля при достаточно больших углах атаки, но и замедление неминуемого срыва потока. С этой точки зрения важное значение имеет сохранение желательного натяжения троса передней кромки. Можно предположить, что ослабление натяжения троса допускается при большем отсеке и поэтому большем максимальном коэффициенте подъемной силы $c_{y, \max}$. Однако от одновременного уменьшения максимального аэродинамического качества зависит предельная критическая скорость, при которой наблюдается нежелательное движение троса по ветру. Таким образом, регулирование натяжения троса передней кромки парусного крыла значительно влияет на соотношение между $c_{y, \max}$ и $(Y/X)_{\max}$. В качестве верхнего предела можно принять, что при все большем натяжении троса характеристики парусного крыла становятся все более подобными характеристикам жесткого крыла.

В качестве другой важной характеристики несущего парусного крыла можно рассматривать направленную вверх деформацию передней кромки в зоне, где отсутствуют элементы крепления, на полуразмахе каждой панели крыла. В результате этого уменьшаются углы атаки в этой зоне, что приводит к местному уменьшению подъемной силы. Однако во многих случаях этот эффект компенсируется за счет имеющегося увеличения размеров отсека, в результате чего происходит местное увеличение подъемной силы. В действительности вследствие этого эффекта распределение подъемной силы, имеющее место у некоторых парусных крыльев, часто весьма близко к оптимальному эллиптическому.

Многие положительные свойства парусного крыла, отличающиеся от свойств других упругих конструкций, обусловлены постоянным натяжением в направлении хорды, получаемым при наличии троса передней кромки, и расположением троса по дуге цепной линии. Одно из таких свойств состоит в довольно малом по сравнению с имеющимся лобовым сопротивлением при малых углах атаки и малом c_x . Кроме того, парусное крыло обладает способностью проходить через нулевой угол атаки без маховых движений и переменений по ветру. При углах атаки, меньших нуля, асимметричное распределение давления по крылу меняется на обратное в сечениях секции с отрицательными углами. Было установлено, что парусное крыло обеспечивает получение простой, легкой и недорогой конструкции. Оно может быть противопоставлено обычным жестким крыльям, так как его характеристики подвержены нежелательным изменениям благодаря преимущественному использованию его при малых скоростях.

Таблица 3.5. Аэродинамические параметры трехмерного парусного крыла и оперения (удлинение равно 8,4)

Сечение (модель)	$\frac{dc_{y_j}/d\alpha}{\text{град}^{-1}}$	α_{y_0}	$c_{y' \max}$	$(Y/X)_{\max}$	$(Y/X)_{c_{y_j}=1}$
Парусное оперение (1)	0,125	-1,5	1,30	16,0	16,0
Парусное оперение (2)	0,104	-3,0	1,41	18,0	18,0
Парусное оперение (3)	0,112	-1,5	0,92	12,0	3,6
Парусное полукрыло:					
(1)	0,110	-1,5	1,18	21,0	17,0
(2)	0,098	-2,8	1,47	18,0	17,7
(3)	0,108	-1,0	1,12	13,4	9,0
Парусное крыло (1)	0,118	-0,8	1,30	29,0	27,8
Парусное крыло (2)	0,118	-2,1	1,49	29,5	27,0

Характеристики восьми испытанных моделей парусных крыльев и оперений (коэффициент подъемной силы, лобового сопротивления и продольного момента, аэродинамическое качество) построены в функции от угла атаки для средней аэродинамической хорды в ее ненагруженном положении (табл. 3.5).

Важно отметить, что непосредственное сравнение этих данных с аналогичными для обычных жестких крыльев значительно затруднено из-за упругих свойств парусных крыльев. Например, данные парусных крыльев сходны с полученными данными для жестких крыльев, у которых при каждом увеличении угла атаки дополнительно отклоняется подвижной щиток. Получение подобных характеристик обусловлено тем фактом, что для парусного крыла невозможно, вообще говоря, провести линеаризацию кривой сопротивления для определения эпюры распределения аэродинамического качества по размаху, что может быть сделано для обычного крыла по данным испытаний в аэродинамической трубе.

Аналогично этому при малых углах атаки (меньших примерно 5°) у большинства парусных крыльев наклон кривой подъемной силы превышает теоретический максимум для жестких крыльев (2π на 1 рад, или $0,11$ на 1°). Это происходит вследствие непрерывного изменения кривизны дужки секции крыла в этом диапазоне изменений углов атаки. При больших углах атаки сечения не могут деформироваться так же как при меньших нагрузках. Поэтому кривая подъемной силы становится все более сходной с кривой жесткого крыла при увеличении его углов атаки до больших значений.

Как указывалось ранее, при испытаниях моделей использовались два различных коэффициента натяжения троса передней кромки. Однако данные представлены для $c_t=0,28$ с учетом того, что соответственно ожидаемой тенденции для $c_t=0,07$ результаты изменяются незначительно. Поэтому можно прийти к заключению, что для динамического давления, при котором были проведены испытания, оба эти значения достаточно велики и допускают лишь минимальное увеличение деформации троса (секции) даже при меньшем значении c_t .

Для целей проектирования часто используется методика испытаний в аэродинамической трубе жестких крыльев для получения данных по двумерным сечениям применительно к трехмерным, подобным тем, которые представляются для парусных крыльев. Однако это существенно затрудняется из-за упругости профилей парусных крыльев.

При тщательном сопоставлении данных, приведенных в табл. 3.3, с данными подобного профиля, например NASA 4412, используемого для жесткого крыла, можно установить, что данные парусного крыла с двойной оболочкой в большой степени сходны с данными жесткого сечения. Поэтому нельзя вообще считать неразумным допущение, что двумерные характеристики парусного крыла, подобные по максимальному аэродинамическому качеству профиля

будут того же порядка. Очевидно, что это приближение позволяет количественно определить необходимые данные. Однако приведенный аргумент дает лишь некоторые указания на то, что эффективность сечения парусного крыла не отличается существенно от эффективности обычного профиля, часто используемого при проектировании лопастей ветроколеса.

Таким образом, ухудшение характеристик, связанное с отклонением форм парусного крыла от обычных, может быть достаточно большим. Фактически, хотя некоторые хорошие ветроколеса спроектированы с использованием парусного крыла с одной оболочкой, должны быть приведены особо убедительные аргументы по снижению стоимости и увеличению простоты конструкции для обоснования каких-либо других профилей поперечных сечений, отличных от профиля с двойной оболочкой.

Наиболее важной характеристикой для оценки влияния формы передней кромки является большее значение c_r . Наряду с этим при меньших радиусах передней кромки более резко развивается срыв потока. Кроме того, меньший радиус передней кромки приводит к небольшому сдвигу всей кривой подъемной силы, так что для получения заданного c_r требуются меньшие углы атаки.

Данные табл. 3.5 показывают, что трехмерные характеристики парусного крыла вполне могут конкурировать с большинством жестких крыльев с таким же удлинением. Таким образом, использование парусных крыльев позволяет получить более простую конструкцию с меньшей стоимостью без ухудшения ее характеристик. В действительности, необходимо учитывать тот факт, что в отличие от многих характеристик дужек жестких крыльев аэродинамическое качество трехмерных парусных крыльев близко к максимальному при коэффициенте подъемной силы около 1,0. Эта ситуация близка, вероятно, к идеальному случаю, рассматриваемому при определении оптимальных характеристик ветроколеса [3.22].

Глава 4

ВЕТРОДВИГАТЕЛИ НОВЫХ ТИПОВ¹

4.1. ВЕТРОДВИГАТЕЛЬ ДАРЬЕ

4.1.1. РАЗРАБОТКА ЛАБОРАТОРИИ TERDA-SANDIA ВЕТРОДВИГАТЕЛЯ ДАРЬЕ ДИАМЕТРОМ 17 М

Ветродвижитель Дарье запатентован во Франции в 1925 г. и в США в 1926 г. Основных технических данных, необходимых для его разработки, по существу, не было до середины 1960 г., когда научно-исследовательский совет National Research Council of Canada (NRC) приступил к выполнению ветроэнергетической программы. И сегодня инженерная разработка ветродвижителей Дарье находится на начальной стадии по сравнению с обычными крыльчатými ветродвижителями с горизонтальной осью вращения. Главной целью работ Лаборатории Sandia было создание надежной технической базы для проектирования, чтобы получить более обоснованные данные для сравнения относительной стоимости энергии, вырабатываемой двигателями Дарье и крыльчатого типа.

¹ Материалы этой главы основаны на отчетах Лаборатории Sandia, фирмы Grumman Aerospace Corporation, Нью-Йорского политехнического института, Университета г. Дейтона, Университета штата Западная Виргиния.

Работы состояли из комплекса теоретических и экспериментальных исследований и изучения оборудования. Особое значение придавалось работе ветродвигателя с синхронным генератором в энергосистеме, что, по-видимому, было первой в США разработкой по применению ВЭУ мощностью несколько мегаватт.

Усилия лаборатории Sandia были направлены на разработку и изготовление ветродвигателя диаметром 17 м (рис. 4.1). Его размеры были выбраны с учетом опыта разработки ряда конструкций диаметром 5 м, с тем чтобы элемент случайности при соответствующей экстраполяции этих данных был небольшим. Ротор снабжен тремя лопастями с профилем NASA 0012, каждая лопасть поддерживается двумя подкосами, закрепленными на вращающемся валу. Конструкция мачты позволяет использовать также двухлопастный ротор. Установка подкосов считается необходимой для того, чтобы частота собственных колебаний лопасти была выше частоты, характерной для исходной конструкции, равной 4,5 Гц. Конструкция может работать и без подкосов в тех случаях, когда проблема

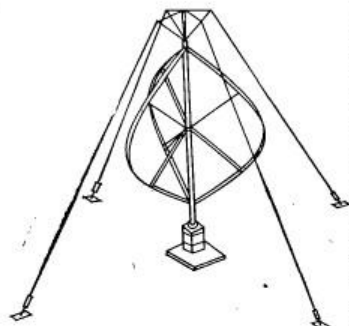


Рис. 4.1. Схематическое изображение ветродвигателя Дарье диаметром 17 м, разработанного лабораторией ERDA-Sandia.

вибрации не играет существенной роли. Для одновременного выполнения требований по жесткости и габаритам вращающийся вал выполняется трубчатым, наружный диаметр 0,508 м, толщина стенок 2,54 см. Поэтому при заданной жесткости он имеет меньший диаметр.

Лопастей изготовлены фирмой Камап (рис. 4.2). Носовая часть выполнена из прессованного алюминия марки D, а хвостовая — из бумажных сот с алюминиевой планкой на задней кромке и стеклопластиковым покрытием. Хорда лопасти 0,533 м, центр массы поперечного сечения находится перед характерной точкой, расположенной от носика профиля на 25 % его хорды, на расстоянии до 3 % ее длины, а центр крутки поперечного сечения — за этой точкой на расстоянии до 3 % длины хорды. Расположение центров масс и крутки выбрано с учетом уменьшения



Рис. 4.2. Конструкция лопасти, разработанная фирмой Камап.

возможной зависимости между изгибными и крутильными движениями лопасти. Лопасть должна работать без остаточных деформаций до частоты вращения 75 об/мин при скорости ветра около 27 м/с и выдерживать в остановленном состоянии ветровую нагрузку при скорости ветра до 54 м/с.

Основными узлами двигателя являются опорное устройство ротора, система передачи мощности (включая редуктор, синхронный генератор и индуктивное пусковое устройство), тормозная система. Привод с валами, расположенными под прямым углом, позволяет устанавливать генераторно-пусковую систему по горизонтальной оси. Этот вариант, который более сложен и менее эффективен, чем непосредственный привод, имеет важные преимущества при ее использовании для двигателей такого типа. Например, благодаря доступности горизонтально расположенных элементов они легко могут перемещаться или заменяться, а наличие двух осей облегчает выполнение требований по компактности (во избежание излишней высоты опоры). Это упрощает любые модификации системы передач после ее установки. Эти преимущества менее значимы для рабочих машин, и тогда установка будет, очевидно, выполняться с вертикальной системой передач.

Используется планетарный редуктор промышленного типа (с передаточным числом 42,9). Частота вращения генератора 1800 об/мин соответствует частоте вращения ротора около 42 об/мин. Использование переменного передаточного отношения, осуществляемого с помощью цепной передачи со стандартными цепными колесами с числом зубьев 24, 26, 30 и 34, позволяет увеличить число часов работы ветродвигателя. При соответствующих комбинациях колес могут быть получены 11 значений частоты вращения ротора (от 24,6 до 52,5 об/мин).

Трехфазный синхронный генератор (60 кВт, 60 Гц, 227/480 В) используется также в качестве пускового двигателя. В случае применения пусковой системы такого типа в нее включают асинхронный пусковой двигатель. Гидравлическая тормозная система используется для аварийного торможения при выпадении из синхронизма. Расчетная характеристика зависимости мощности от скорости ветра двигателя приведена на рис. 4.3. Скорость ветра соответствует высоте 3,66 м.

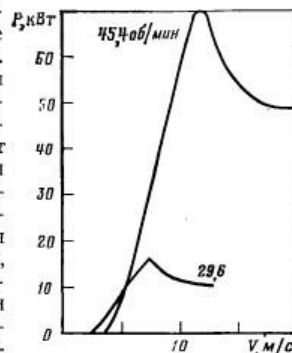


Рис. 4.3. Расчетная зависимость мощности P от скорости ветра V для ветродвигателя Дарье диаметром 17 м.

Расчетная частота вращения ротора 45,4, минимальная 29,6 об/мин, максимальная развиваемая мощность 70 кВт. С учетом потерь в системах ветродвигателя мощность, отдаваемая генератором, составляет примерно 60 кВт.

Основные данные ветродвигателя Дарье приведены ниже.

Диаметр, м	17
Число лопастей	1, 2 или 3
Профиль лопасти	NACA 0012
Форма лопасти	Прямая—дуга—
	прямая
Длина хорды, м	0,533
Площадь, ометаемая ротором, м ²	180
Мощность ветродвигателя, кВт	70
Мощность генератора, кВт	60
Частота вращения:	
генератора, об/мин	1800
ротора при установленной мощности, об/мин	45,4
Скорости ветра, м/с:	
расчетная	14,3
минимальная рабочая	4,5
максимальная рабочая	26,8

4.1.2. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ ВЕТРОДВИГАТЕЛЯ

В первых разработках двигателей Дарье использовали сравнительно тонкие и быстроходные конструктивные элементы, в первую очередь лопасти и мачту с растяжками. Эта тенденция, которая наблюдается и у других конструкций ветродвигателей (например, NASA типа Mod-0 с горизонтальной осью вращения), связана со стремлением аэродинамиков использовать элементы с малым заполнением поверхности и подчеркивает важность понимания необходимости развития совершенных и конструктивно правильных форм двигателей Дарье. Указанное условие невозможно выполнить, в частности, для лопастей, когда при отсутствии опыта и должного понимания вопроса идут на необоснованную модификацию конструктивных элементов для получения больших запасов прочности.

Хотя проектирование ветродвигателей Дарье основано на данных, исходящих из требований аэродинамики, при дальнейшей оптимизации установок с целью снижения их стоимости рассматриваются совместно требования к аэродинамическим характеристикам и конструкции ветродвигателя, а также к его системам. Например, более простая и дешевая система, дающая удовлетворительное решение с точки зрения аэродинамических характеристик, может быть предпочтительнее, так как она обеспечивает снижение стоимости вырабатываемой энергии. Для проведения таких исследований необходимо оценить влияние конструктивных особенностей двигателя.

В теоретических и экспериментальных методах, используемых при разработке двигателей Дарье, акцент сделан на основные си-

стемы — лопасти и опорную систему, т. е. мачту, опоры и соединительные элементы. Рассматриваются также характеристики комбинированных конструкций.

Главный вывод состоит в том, что полученные многочисленные опытные данные и развитие расчетных методов позволяют уверенно проводить конструктивные разработки двигателей Дарье. Однако данные не касаются некоторых особых случаев, которые могут

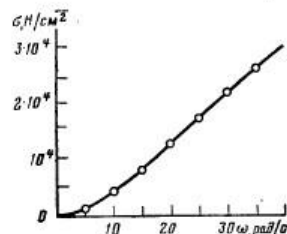


Рис. 4.4. Максимальные расчетные напряжения изгиба в лопастях ветродвигателя лаборатории Sandia диаметром 5 м.

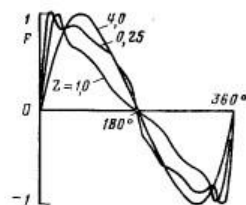


Рис. 4.5. Изменение в горизонтальной плоскости нормированной результирующей радиальной силы F у корневой части лопасти, действующей при нагружении ее нормальной аэродинамической силой (нормированная результирующая показывает влияние быстроходности).

влиять на конструктивные характеристики двигателя. Наиболее неопределенным среди них представляется динамика лопасти, исследования которой сравнительно еще несовершенны. В этом направлении необходимо продолжить накопление экспериментальных данных на работающих ветродвигателях.

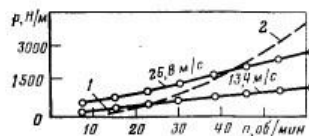


Рис. 4.6. Расчетная центробежная и максимальная аэродинамическая нагрузки p лопасти ветродвигателя диаметром 17 м (масса конструкции на единицу объема лопасти 0,5); 1 — аэродинамическая нагрузка; 2 — центробежная нагрузка.

Статика лопастей. Реакция двигателя на действие нагрузок, рассматриваемых как квазистатические, имеет важное значение, так как определение допустимых нагрузок должно рассматриваться в качестве необходимого условия для рационального проектирования лопастей. Анализ статика может быть также полезен в качестве расчетного метода в специальных случаях при условии, что минимальная частота собственных колебаний лопасти значительно выше частоты, возбуждаемой аэродинамическими силами.

В одной из первых работ по анализу статки [4.1] рассматривается плоская задача и определяются реакции ротора ветродвигателя Дарье диаметром 5 м при действии центробежной нагрузки. Для ее решения использована программа расчета на основе нелинейного метода конечных элементов. В результате анализа получено два важных результата. Во-первых установлено, что даже незначительное отклонение лопасти от теоретически правильной изогнутой формы может привести к значительным изгибающим усилиям (под изогнутой понимается форма, которую идеально упругий элемент принимает под действием центробежных сил). Во-вторых, растягивающие усилия в лопастях, возникающие под действием центробежных сил, значительно повышают жесткость системы (рис. 4.4). Видно, что напряжения при изгибе увеличиваются приблизительно пропорционально первой степени угловой скорости ω . Без учета эффекта увеличения жесткости от центробежных сил напряжения пропорциональны действующим центробежным нагрузкам, которые увеличиваются пропорционально ω^2 . Так как ротор имеет криволинейную форму, то при использовании программы расчета на основе нелинейного метода необходимо учитывать изменение жесткости от центробежных сил; нагрузка при этом увеличивается и сводные данные по жесткости необходимо выверять после каждого увеличения нагрузки.

Усовершенствованная методика учитывает эффект действия на лопасть также аэродинамических нагрузок, которые имеют важное значение: вследствие циклического изменения при вращении ротора они определяют его усталостную прочность, долговечность и динамические характеристики. Аэродинамические нагрузки определяют также распределение сил по хорде лопасти. С этой нагрузкой, распределенной по хорде изогнутой лопасти, связана деформация крутки и изгиба лопасти, которые необходимо учитывать в расчетных методах путем введения дополнительных степеней свободы.

Для использования в структурном анализе предложен ряд моделей аэродинамических нагрузок [4.2—4.4], основанных на моделях единичной [4.5] или множественных [4.6—4.7] трубок тока. В качестве примера циклического изменения нормальной нагрузки лопасти на рис. 4.5 показано изменение результирующей радиальной аэродинамической нагрузки на корневую часть лопасти. Нагрузка, рассчитанная на основе модели единичной трубки тока для профиля NACA 0012, отнесена к максимальному значению нагрузки: она зависит в основном от быстроходности двигателя и в меньшей мере — от других параметров ротора, в частности коэффициента заполнения, формы ротора и числа Рейнольдса лопасти. Неустойчивость характеристик нагрузки при быстроходности меньше трех обусловлена периодическим срывом потока с лопастей. Максимальное значение нормальной нагрузки по экваториальному сечению ротора показано на рис. 4.6. Наиболее значительная нагрузка имеет место при сочетании большой частоты вращения ротора и большой скорости ветра. Заслуживает внимания тот факт, что в

этом примере расчета нормальная аэродинамическая нагрузка лопасти может при определенных условиях превышать центробежные нагрузки.

Применение существующих моделей нагрузки ограничено вследствие упрощающих допущений используемой в расчетах аэродинамической теории, которая основана на гипотезе плоских сечений. Например, при моделировании нагрузки не учитывается эффект влияния махты и следа за лопастью, который, по-видимому, для этой модели такого существенного значения, как в случае ветродвигателя крыльчатого типа, не имеет благодаря сравнительно большому расстояниям между лопастью и элементами махты. Однако для уточнения вопроса необходимы дальнейшие экспериментальные и теоретические исследования.

Модели аэродинамических нагрузок и реакций конструкции использовались вначале для определения характеристик лопасти работающего ветродвигателя. Экспериментальные исследования института National Aeronautical Establishment (NAE) и совета NRC показали, что критическим расчетным случаем нагрузки может быть также действие гравитационных и аэродинамических изгибающих нагрузок на остановленный ветродвигатель при буревых скоростях ветра. Результаты экспериментального исследования устойчивости лопасти, полученные при испытаниях модели в аэродинамической трубе, анализ реакций ротора при действии гравитационной и аэродинамической нагрузки изложены в [4.8—4.10].

Динамика лопасти. Известен ряд характеристик для оценки конструктивных особенностей лопасти, которые могут рассматриваться при анализе динамики. К ним относится расчет частоты и формы колебаний, оценка эффекта динамического действия нагрузки, расчет ожидаемой долговечности и анализ флаттера.

Программа расчета по методу конечных элементов позволяет определить значение частот собственных колебаний, которые могут быть использованы для анализа частот и форм колебаний ввиду сложности аналитического представления формы лопасти. Программа численного расчета, однако, должна быть пригодна для определения возникающих на лопасти растягивающих напряжений, вызванных действием центробежных сил при вращении ротора. Рис. 4.7 иллюстрирует зависимость расчетных частот собственных изгибных колебаний лопасти первой и второй нормальных форм от угловой скорости ротора. Этот результат, полученный для ветродвигателя диаметром 5 м, показывает влияние изменения жесткости лопасти под действием центробежных сил на частоту собственных колебаний нормальной формы, от которой зависят напряжения в лопастях.

На рис. 4.7 можно отметить также постоянный наклон лучей, называемых иногда веером прямых, определяющих местоположение точек, для которых частоты собственных колебаний изменяются примерно кратно по отношению к угловой скорости ротора. Так как многолопастный ротор обладает способностью реагировать на действие пульсирующих нагрузок, которые многократно

возникают за один оборот ротора, то пересечение веера прямых с кривой частот собственных колебаний представляет особый интерес. Например, при быстроходности выше трех нормальная аэродинамическая сила на одной лопасти изменяется через один цикл за каждый оборот ротора [4.2]. Ротор с тремя лопастями, каждая из которых нагружается при этих возбуждениях один раз за оборот с фазовым углом 120° , будет подвержен трем возбуждениям за один оборот, которые, в свою очередь, будут вновь передаваться на лопасти вследствие упругости поддерживающей конструкции.

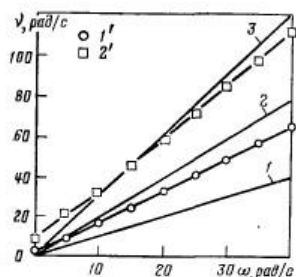


Рис. 4.7. Зависимость частоты собственных колебаний ν (первая и вторая нормальные формы колебаний лопасти) от угловой скорости ω ветродвигателя лаборатории Sandia диаметром 5 м:
1 — одно колебание за оборот; 2 — два колебания; 3 — три колебания; 1' — первая нормальная форма колебаний; 2' — вторая нормальная форма колебаний.

Если ротор работает на угловых скоростях, полученных при проектировании ординат на рис. 4.7 из точек пересечения лучей 1/об и 3/об с кривыми частот нормальных форм собственных колебаний, то на краях его могут возникнуть условия для изгибного резонанса. Это указывает на необходимость тщательной разработки конструкции ротора и объединение системы по фазам, соответствующим выбранному диапазону рабочих скоростей.

Используемый при проектировании консервативный метод состоит в увеличении частот собственных колебаний, достаточном для предотвращения резонанса в рабочем диапазоне двигателя. Вследствие аэродинамических ограничений на форму участков лопасти ее резонансные частоты можно увеличить лишь незначительно за счет различного конструктивного выполнения поперечного сечения лопасти. Использование вспомогательных поддерживающих подкосов (см. рис. 4.1) может значительно повысить резонансную частоту [4.10]. Тот факт, что эти подкосы могут также улучшить прочностные свойства ротора при действии гравитационных нагрузок, имеет важное значение для больших ветродвигателей (диаметром 30 м и более). Хотя подкосы и дают положительный конструктивный эффект, экономически применение их невыгодно и в будущем необходимо установить условия, при которых их использование необходимо.

При расчетах частот лопасти нет необходимости проводить обработку отдельных компонентов ротора независимо. Например,

наличие упругих свойств у лопастей и центральной опорной мачты наводит на мысль, что движение одного из компонентов должно вызывать движение другого. Относительное движение между точками присоединения каждой лопасти влияет при наличии другой лопасти на упругие характеристики опорной мачты. Хотя независимая оценка компонентов полезна и информативна для исходного понимания и проектирования, эффект взаимодействия между соответствующими компонентами может изменить резонансные частоты компонентов и ввести дополнительные виды колебаний.

Так как переменная угловая скорость ротора имеет тенденцию быть того же порядка, что и частота собственных колебаний лопасти, то только несколько первых форм колебаний находится всегда в границах диапазона активного их возбуждения. Эта низкочастотная форма колебаний может быть сравнительно легко определена визуально.

Очевидно, что работа ветродвигателя при скоростях, которые заметно возбуждают колебания ротора, нежелательна, так как динамические напряжения могут быть при этом высокими и быстро приведут к сокращению срока службы. В случае, когда возникает резонанс лопасти, может быть сделана попытка рассчитать амплитудную характеристику [4.9], используя анализ форм колебаний. На его основе выясняется влияние разложения в ряд Фурье аэродинамических нагрузок на оценку амплитудных характеристик каждой формы колебаний. Значения результирующих расчетных динамических напряжений точно не известны, так как трудно установить действительные условия подобия демпфирующих характеристик лопасти и невозможно рассчитать изменение результирующих аэродинамических нагрузок, связанных с деформацией лопасти.

Ввиду трудности определения динамических амплитудных характеристик, которые важно знать для оценки долговечности, желательны накопление экспериментальных данных и проведение испытаний двигателя Дарье в эксплуатационных условиях. Фирмы NAE, NRC опубликовали данные модели ветродвигателя мощностью 200 кВт, установленного на о. Магдален, и аппаратуры для испытания модели в аэродинамической трубе. Эти данные, показывающие, что динамические напряжения могут быть сохранены на низком уровне при соответствующей конструкции лопасти, все еще не использованы в качестве основы для проведения и усовершенствования методов расчета.

Исследования проблемы возникновения флаттера лопасти проводились лабораторией Sandia [4.12] в аэродинамической трубе малых скоростей на модели диаметром 2 м: целью их было накопление данных аэродинамических исследований. Исследовались сплошные алюминиевые и фанерные лопасти с различной длиной хорды применительно к двух- и трехлопастной схеме. При испытаниях фанерных лопастей для трехлопастной схемы частота вращения ротора в рабочем режиме определялась для случая, когда все

лопасти подвергались сильным вибрационным деформациям при движении как по направлению ветра, так и против него. Деформации показали сильную зависимость между нормальным изгибом лопасти, круткой между передней и задней кромками и прогибом при изгибе. По сходным признакам деформация может быть классифицирована как неустойчивость типа флаттера лопасти с изменением угла атаки, происходящим в процессе движения, которое нарушает стабильный характер действия аэродинамической подъемной силы.

Такой эффект не наблюдается при более жестких алюминиевых лопастях ротора. Ввиду того что причины разрушений в движениях этого типа вначале скрыты, стала очевидной необходимость в исследовании его характеристик и свойств. Их необходимо вести до тех пор, пока не будет уверенности в том, что возникновения флаттера невозможно. С этой целью был проведен приближенный анализ форм колебаний в условиях флаттера [4.13]. После того как в качестве расчетной модели лопастей без подкосов было принято незамкнутое упругое кольцо, удалось получить уравнения движения при нормальном изгибе лопасти и совместном действии кручения и изгиба в направлении хорды. В обоих уравнениях учитывался эффект действия сил Кориолиса, а в уравнении для нормального изгиба лопасти учитывался также эффект действия аэродинамической подъемной силы. Не принималась во внимание нестационарная аэродинамическая сила, действующая в направлении хорды. Результирующая система уравнений соответствует системе уравнений флаттера для ротора, вращающегося в неподвижном воздухе.

Анализ устойчивости этих уравнений показывает, что рассчитанная скорость флаттера зависит от коэффициента геометрической связи, который устанавливает соотношение между жесткостью вдоль хорды и при кручении. Если используется теоретически полученное значение этого коэффициента, то рассчитанная скорость флаттера для фанерных лопастей хорошо согласуется с наблюдаемой. Скорость по расчету оказывается меньшей, чем полученная при испытаниях в аэродинамической трубе. Анализ показывает также, что существует тенденция повышения скорости возникновения флаттера с увеличением жесткости поперечного сечения при кручении. Это связано с тем, что при испытаниях на флаттер алюминиевых лопастей не возникало больших трудностей.

При дополнительном учете в расчетной модели вспомогательных поддерживающих подкосов было установлено значительное повышение частоты флаттера. Численные расчеты лопастей ветродвигателя лаборатории Sandia диаметром 17 м показали, что несмотря на очевидную ограниченность анализа скорость флаттера значительно превышает рабочую скорость.

Влияние эффекта отклонения ветра от направления оси ротора на аэродинамические нагрузки лопастей оценивалось при добавлении к уравнениям флаттера нагрузок, нормальных к лопастям

или действующих в направлении хорды. Было установлено, что влиянием этих добавочных нагрузок на движение упругой лопасти можно пренебречь. Этот вывод подтверждается тем фактом, что во время испытаний в аэродинамической трубе флаттер возникал при движении лопасти как по направлению ветра, так и против ветра.

Вероятно, одним из наиболее интересных и важных результатов, полученных в этих исследованиях, был вывод о том, что степень уравнивания массы поперечного сечения имеет небольшое влияние на положение границ флаттера. Крутка лопасти, обусловленная силами Кориолиса, действующими в направлении хорды, оказывается доминирующей возбуждающей силой, вызывающей флаттер двигателя Дарье, поэтому он не зависит от положения центра масс по хорде лопасти. Устранение необходимости уравнивать массу поперечного сечения лопасти могло бы привести к ее удешевлению при новых методах производства.

Институт NAE и фирма NRC накапливают более подробные экспериментальные данные по скорости флаттера [4.8]. Результаты представляются в безразмерной форме и пригодны поэтому для прогнозирования скорости флаттера роторов простой геометрической формы с различным диапазоном размеров и условиями работы. Проведенные качественные наблюдения за переменными воздействиями флаттера хорошо согласуются с тенденциями, которые следуют из упомянутого анализа флаттера. Однако не делается попытка прогнозирования скорости флаттера количественно путем анализа геометрии ротора, используемой в программе испытаний института NAE.

Конструкция опоры ротора. Все двигатели Дарье имеют в конструкции центральную мачту, укрепленную растяжками, которые соединяются со стержневыми или консольными опорами на роторе. Принципиальное значение опорной системы с наклонными растяжками состоит в том, что сравнительно легко можно получить жесткие опоры, существенно снизить изгибающие моменты мачты от аэродинамических нагрузок, упростить конструкцию. Главный недостаток состоит в трудности получения просвета между лопастями и наклонными растяжками, в увеличении занимаемой площади на поверхности земли, введении дополнительных осевых нагрузок на мачту и опорные подшипники, а также в возможности возникновения вибрации тросов.

Более трудную задачу, аналогичную получению просвета между лопастью и растяжками, не так сложно решить с изогнутыми лопастями роторов Дарье, как у ветродвигателей крыльчатого типа или у роторных ветродвигателей с вертикальной осью вращения и прямыми лопастями. Тем не менее различные преимущества наклонных растяжек привели по-видимому, к преимущественному их использованию на работающих двигателях Дарье. Однако предполагается ряд новых вариантов опорных схем, использующих структуры, состоящие из оболочек [4.14]. Эти варианты, несомнен-

но, получают большее распространение, чем дальнейшее развитие опор ветродвигателей Дарье.

В силу ряда причин разработка конструкции опорных систем ветродвигателя может происходить по более традиционным направлениям, чем для лопастей. Главная причина связана с уменьшением аэродинамических возмущений. Желательно, чтобы опорная система занимала лишь небольшую часть аэродинамически активной площади ротора. Тем не менее эти возмущения способствуют значительной свободе выбора сечений конструкции.

Хотя мачта и вращается, ее масса расположена вблизи оси вращения. Благодаря этому исключается необходимость учитывать повышение жесткости под действием центробежных сил и доводить до минимума динамические воздействия, связанные с вращением. Эти особенности привели к использованию линейной теории балок, метода конечных элементов [4.16, 4.17] и обычного метода расчета растяжек как основных элементов оснастки башен, спор и расчалочных конструкций.

В качестве расчетных критериев для опорных систем ветродвигателя принимаются резонансная частота, напряжения в точках соединения лопастей от скручивания, осевых и поперечных нагрузок и сопротивление мачты изгибу. В расчете конструкции двигателя лаборатории Sandia диаметром 17 м показано, что простая трубчатая мачта может со значительным запасом прочности удовлетворять всем конструктивным требованиям. То же исследование наводит на мысль, что сравнительно легкие мачты ферменного типа отвечают требованиям, предъявляемым к конструкции, однако они имеют большой диаметр и занимают большую площадь по центру ротора.

Успешная работа ряда двигателей Дарье показывает, что возможно создание такого агрегата, в котором могут быть выполнены указанные выше требования, предъявляемые к конструкции. С помощью экспериментального моделирования на прототипах конструкции, а также на основе выводов, полученных при рассмотрении расчетных моделей, разработан ряд принципов, необходимых для более успешной разработки конструкции. Хотя они и кажутся умозрительными по своей природе, но представляют собой как бы направляющую линию, отражающую существующий уровень развития и уровень, изменяющийся в зависимости от совершенствования технологии. Эти принципы могут быть сформулированы следующим образом.

1. При определении размеров ветродвигателя пропорциональное увеличение геометрических размеров его элементов оказывает малое влияние на его конструктивное исполнение. Исключение составляют напряжения от сил тяжести, которые увеличиваются пропорционально размерам. Это правило следует из соображений подобия. При этом, ветродвигатель с увеличенными размерами имеет аналогичные аэродинамические характеристики и работает в подобных ветровых условиях с той же быстроходностью.

2. При выборе характеристик сечений лопасти исходят из того, что напряжения в лопастях (моменты инерции сечений) увеличиваются в соответствии с действующей нагрузкой и изменением отношения длины хорды к радиусу ротора. Успешно работают роторы с относительной длиной хорды, равной 0,05. Хотя минимально возможное отношение хорды к радиусу не установлено, оно зависит от особенностей свойств поперечного сечения лопасти и геометрии ротора. Однако для заданной конструкции увеличение отношения хорды к радиусу приводит к ее упрощению.

3. Уравновешивание массы лопасти не является проблемой, поскольку для предотвращения флаттера не требуется совпадения ее центра упругости, центра массы и аэродинамического центра давления лопасти.

4. Увеличение массы единичной площади лопасти благоприятно влияет на ее конструктивные свойства. Характерно, что при этом увеличиваются как жесткость от действия центробежных сил, так и отношение установившихся центробежных нагрузок к циклическим аэродинамическим нагрузкам. Эта тенденция снижения вибрационных напряжений, наблюдаемая у лопастей, приводит к увеличению их долговечности. Увеличение массы лопасти ограничивается тем, что оно сопровождается увеличением напряжений от сил тяжести. Однако для типовых малых ветродвигателей с диаметром меньше 10 м предельные значения массы достаточно высокие.

5. Опорные растяжки ротора улучшают реакцию ветродвигателя на действие аэродинамических нагрузок, сил тяжести, флаттер и изгиб остановленного ротора, они могут увеличить защитные свойства конструкции. В то же время эксплуатационные испытания малых ветродвигателей показали, что растяжки нельзя рассматривать в качестве неотъемлемой части конструкции двигателя Дарье.

4.1.3. ЭКОНОМИЧНОСТЬ КОНСТРУКЦИИ ЛОПАСТЕЙ

Лаборатория Sandia провела исследование подобия и модернизацию лопастей, перспективных для двигателей Дарье, с тем чтобы разработать несколько конструкций, имеющих низкую стоимость изготовления. В течение некоторого времени в новых конструкциях необходимо учитывать соображения, часть из которых уже реализована в проектах малых ветродвигателей (диаметром 5 м и менее). Многие из особенностей этих конструкций представляют собой технические новшества, а некоторые особенности лопастей могут быть использованы и для двигателей больших размеров. Это выгодно с точки зрения темпов развития при использовании результатов, практически проведенных на установках небольшой мощности.

Конструкции могут быть классифицированы по способу их нагружения. В конструкции на рис. 4.8, а нагрузки распределены по всему сечению, на рис. 4.8, б нагрузка прикладывается к несущей части конструкции, элементы которой, необходимые для лопастей

правильной аэродинамической формы, оказались малоэффективными в отношении восприятия нагрузок.

Конструкции лопастей ротора диаметром 17 м, схемы которых показаны на рис. 4.9, имеют идентичную геометрическую форму профиля. Предполагается также, что каждая из этих конструкций может быть разработана так, чтобы она отвечала общим требова-

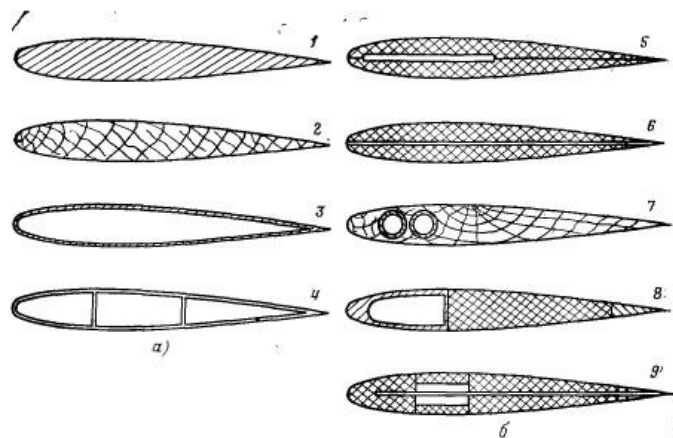


Рис. 4.8. Существующие варианты исполнения лопастей:

1 — алюминий (Sandia) или пластмасса; 2 — слоистое дерево (Vetter) — монолитная конструкция; 3 — металл, профилированный на листогибочной машине (NRC); 4 — прессованный алюминий (Dominion Aluminum); 5 — сталь, пенопласт, стеклопластик (Sandia); 6 — алюминий, пенопласт, стеклопластик (Research and Design Institute); 7 — сталь, дерево, стеклопластик (National Aeronautics Laboratory); 8 — прессованный алюминий, бумажные соты, стеклопластик (Katman); 9 — алюминий, пенопласт, волокно, обшивка из теплозащитной пленки (Texas Tech).

ниям. Конструкции оцениваются по определенным показателям, в частности по ожидаемому выпуску продукции и тому, как он может влиять на выбор конструкции. Предлагаемая схема и материал для каждой из конструкций выбираются одновременно с определением технологии производства, соответствующей предполагаемому выпуску продукции. Кроме того, учитываются и используются особенности прежних конструкций лопастей, которые применялись для ротора указанного диаметра.

В цельносварной стальной конструкции типа монокок (рис. 4.9, а) образование прямолинейных отсеков производится путем профилирования непрерывной полосы листового металла. Профилированный элемент такого вида использовался в небольших масштабах в конструкции NRC. Исследователи NRC разработали для этих целей листогибочную машину. После профилирования контура каждый отдельный элемент штамповался с вытяжкой по

профилю лопасти. Затем эти элементы автоматически соединялись сварными швами в сборочный узел лопасти, а конечное ее соединение также выполнялось на сварке. За исключением поверхностной обшивки, лопасть не имеет элементов, поперечных хорде (нервюре). Шарнирный конец устройства приваривался к стальному литью. Процесс отливки обеспечивает значительное снижение

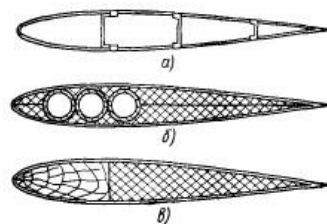


Рис. 4.9. Рекомендуемые конструкции:
а — вариант 1; б — вариант 2; в — вариант 3.

стоимости материалов и их механической обработки. При отливке обеспечивается очень высокое качество соединений.

Элементы этой тонколистовой металлической конструкции из низколегированной стали не подвержены коррозии. В целом вся структурная схема лопасти рассчитана на восприятие нагрузок, она имеет повышенный срок службы при нанесении дополнительных защитных покрытий, предохраняющих от развития коррозии. Можно полагать, что производство термически не обработанной стали более эффективно с энергетической точки зрения по сравнению с другими конструкционными материалами. Использование механизированных процессов производства обеспечивает высокую надежность конструкции лопасти.

Стоимость производства лопастей таким методом можно планировать с приемлемой точностью. Если не учитывать предполагаемую высокую стоимость механической обработки, то конструкция обладает наименьшей стоимостью в сравнении с рассмотренными. Сравнительно большие расходы на механическую обработку лопасти должны снижаться при значительном увеличении числа выпускаемых лопастей. Производство лопасти, имеющей такую конструкцию, потребует четырех отдельных технологических операций.

В конструкции, показанной на рис. 4.9, используются различные методы структурного нагружения. Она дает приемлемую форму для случая, когда нельзя избежать очень больших размеров лопастей. Затраты на механическую обработку будут минимальными, но трудозатраты достаточно высокими. Затраты на материалы также будут выше, чем у лопасти цельносварной металлической конструкции, но уровень технологии может быть ниже.

Если планируется выпуск больших партий продукции, то граничная черта стоимости такой конструкции неизбежно будет выше, чем у лопастей типа монокок, так как по своей природе она требует больших трудозатрат. При малом объеме выпуска стои-

мость лопасти будет значительно ниже ввиду того, что затраты на механическую обработку здесь минимальные.

Нагрузки на лопасть воспринимаются вначале продольным стальным махом подобно тому, как это имеет место в более простой конструкции двигателей меньших размеров лаборатории Sandia и фирмы NAL. Аэродинамическая форма лопасти создается жесткими пенопластовыми половинками профиля, которые соединяются со стальным махом. Аэродинамически-гладкая стеклопластиковая оболочка также противостоит внешним воздействиям, например граду. С учетом допустимой нагрузки на конструкцию, воспринимаемой стальным махом, пенопластовый наполнитель и оболочка нагружены незначительно.

Последовательность процесса изготовления достаточно проста. Мах легкий, недорогой в изготовлении, образован трубами из мягкой стали. Трубчатые элементы свариваются (рис. 4.9, б), образуя ребристую структуру. Эта полоса изгибается далее соответственно необходимой кривизне лопасти, и концы соединяются на сварке подобно тому, как это сделано в первой конструкции. После этого отрезок твердого пенополиуретана соединяется с махом. Этот крыловой сегмент может быть обработан по форме плоской заготовки или отлит по желаемой форме. Использоваться будет, вероятно, плоская форма крыла, поскольку форма, повышающая жесткость относительно оси, перпендикулярной той, вокруг которой происходит изгиб, в этом случае не очень нужна.

Если необходима дополнительная жесткость на кручение, то между пенопластовыми сегментами могут быть расположены стеклопластиковые ребра. В конечном счете стеклопластиковая обшивка может быть соединена или же с помощью предварительно деформированных сегментов или на основе технологии послышлой укладки сырой массы. В соответствии с требованиями аэродинамики поверхность законченного узла обрабатывают, применяя абразивную отделку.

Для получения динамически-сбалансированных лопастей возникает необходимость в индивидуальном их подборе в комплекте. Возможность воспроизводства лопастей (точность выдерживания формы, соответствие массы и т. п.) в этой конструкции не так велика, как у конструкции лопастей типа монокок, однако она все же удовлетворяет эксплуатационным требованиям. Возможные отклонения от идеальной геометрической формы являются приемлемыми, поскольку предварительные аналитические исследования показали, что отклонения в углах установки лопастей до 2° не приводят к заметному ухудшению характеристик двигателя. Для этих конструкций показана возможность их использования и практическое соответствие технологии изготовления.

Конструкция, показанная на рис. 4.9, в, приведена в качестве иллюстрации того, как особенности различных технологических методов могут быть скомбинированы для получения простой конструкции. Наглядное представление компонентов, включенных в

эту конструкцию, не имеет такого большого значения, как в предыдущих двух случаях: оно дает, скорее, метод конструирования, использующий технологии различной степени сложности.

При таком подходе некоторые элементы высокоразвитой технологии обеспечивают получение монтажного подузла, который требует сравнительно меньшей производственной квалификации персонала. Использование таких подузлов позволяет получить сборочный узел лопасти с помощью элементарных технических приемов. Метод позволяет провести сборку наиболее важных составных элементов лопасти или же всей лопасти из набора стандартных деталей. Точность изготовления гарантируется механической обработкой основных элементов и использованием специальных сменных зажимных приспособлений, необходимых для тщательной сборки. Важно, что работу по сборке проводят на монтажной площадке у потребителя. Подобным образом может быть получена конструкция, передняя кромка которой образована штампованным алюминиевым лонжероном D-образной формы с наполнителем из твердого пенополиуретана и связанной с конструкцией металлической обшивкой. Основные принципы создания таких конструкций могут быть разработаны с использованием опыта проектирования и производства лопастей малых двигателей.

Трудно, очевидно, дать полную оценку каждой из лопастей, которая может быть получена сочетанием различных составляющих. Однако такой подход может быть рекомендован, если предполагаемый объем выпуска продукции слишком мал для первого варианта конструкции или, напротив, слишком велик для второго. Объем производства должен быть достаточно большим для применения компонентов, требующих совершенной технологии, таких, как фанерные передние кромки или алюминиевые D-образные секции, штампованные выдавливанием. Если предполагается достаточно большой объем выпуска, то конструкция, подобная показанной на рис. 4.8, может оказаться оптимальной.

Преимущество третьего варианта конструкции (рис. 4.9, б) состоит в возможности сборки лопасти на монтажной площадке. Сокращаются транспортные расходы, и отпадает необходимость в защите элементов при перевозке. Кроме того, применению ветродвигателей благоприятствует в этом случае то, что для них можно использовать местную рабочую силу.

Таким образом, характеристики и экономическая эффективность ветродвигателей Дарье в решающей степени зависят от конструкции лопастей. Определение многих исходных критериев, необходимых для решения этой задачи, не встречает затруднений: в этой области имеется в настоящее время значительная информация. Методы конструирования и комплектации монтажных узлов двигателей существенно зависят от накопленных технических данных. Некоторые из методов имеют, по-видимому, преимущества для получения экономичных конструкций лопастей.

Хотя многие из исходных конструкций все еще не могут широко использоваться, представляется, что ограниченное их число

уже может быть отобрано для организации выпуска металлических лопастей. Имеются некоторые опытные конструкции, разработанные с целью получения приемлемой стоимости изготовления лопастей. В каждой из них используются некоторые особенности, которые уже встречались в более простых схемах и каждая из этих конструкций может рассматриваться также в качестве эталонной для выпуска некоторого их количества.

Стоимость каждой из предлагаемых конструкций может быть снижена при доведении до минимума предполагаемых ограничений в использовании существующих конструкций. Возможная нижняя граница стоимости этих конструкций зависит от потребности в модифицированных конструкциях и от техники производства. Выбор конкретной конструкции в значительной мере зависит от предполагаемого объема выпуска. Возможна разработка лопасти, технически пригодной и экономически оправданной и эффективной для любого заданного объема выпуска продукции.

4.2. ВЕТРОДВИГАТЕЛИ С ДИФFUЗОРНЫМ УСИЛИТЕЛЕМ

В качестве одной из прогрессивных идей, направленных на повышение экономичности преобразования энергии ветра, можно рассматривать использование ветродвигателей с диффузорными усилителями (ВДУ). Цель проекта — повысить выработку и снизить стоимость, время отключения нагрузки и технический риск, связанный с применением ветроустановок. Представляется, что ВДУ наиболее подходят для промышленного получения энергии с помощью больших ВЭУ. Они позволяют существенно повысить выработку энергии установкой без увеличения размеров ветроколеса и других вращающихся механизмов в диапазоне, где из-за динамических нагрузок ветроколеса его стоимость чрезмерно велика.

Схема ВДУ предусматривает установку ветроколеса в расширяющемся диффузорном патрубке (см. рис. 4.10). При преобразовании кинетической энергии наличие диффузора приводит к большему снижению давления за ветроколесом, чем в свободном потоке. Вследствие этого по мере падения давления за ветроколесом увеличивается масса протекающего через него воздуха. Так как развиваемая мощность пропорциональна расходу воздуха и перепаду давлений, то на ВДУ может быть получена большая мощность, чем у равновеликой ВЭУ обычного типа, при той же скорости ветра. ВДУ обладает также дополнительными эксплуатационными преимуществами и надежностью, связанными с применением невращающегося диффузорного устройства больших размеров.

Углы раскрытия диффузоров обычного типа ограничиваются очень небольшими значениями вследствие отрыва пограничного слоя на их внутренних стенках при быстром торможении потока. Так как для получения значительного изменения площади обыч-

ный диффузор должен иметь большую длину, стоимость его сооружения недопустимо велика. Поэтому одной из целей исследования было применение современных технических приемов для радикального уменьшения размеров диффузора. Для получения ВДУ с достаточно низкой стоимостью эту задачу необходимо было решить без ухудшения его характеристик. Аналитически исследовалось применение внутренних опорных стоек, подобных направляющим лопаткам или аппаратам, расположенным перед лопастями ветроколеса. Оценивалась экономичность производства ВДУ в сравнении с обычными ВЭУ.

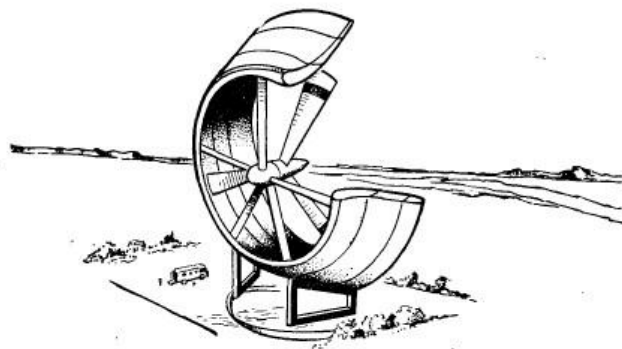


Рис. 4.10. Общий вид ветродвигателя с диффузорным устройством (ВДУ) с ветроколесом диаметром 60 м.

В небольшой аэродинамической трубе было испытано большое число моделей диффузорных устройств. Исследовано несколько конфигураций каждого из двух эффективных типов диффузора: кольцевое крыло и диффузор с управлением пограничным слоем. Они были приняты в качестве исходных конструкций. При испытаниях аэродинамический эффект от присутствия различных ветроколес имитировался с помощью сменных сеток.

При исследовании систем управления пограничным слоем (МПС) преимущество отдавалось моделям, уникальным с точки зрения применения диффузоров для ветродвигателей. Они отличаются наиболее полным подводом воздуха с большим запасом энергии непосредственно у внешних стенок диффузора (см. рис. 4.11). Отрыва пограничного слоя можно избежать, если использовать наружный воздух, обладающий большой энергией, для создания струи, направленной вдоль потока и внутренней стенки. Сильное струйное течение возникает в силу того, что для образования разрежения внутри диффузора необходим лишь слабый поток, так как струя действует непосредственно там, где необходимо дополнительное количество движения потока. В диффузорном ус-

тройстве поступающий снаружи выдуваемый воздух составляет лишь незначительную долю основного потока через диффузор. В силу этого дополнительные затраты на устройства и их влияние на характеристики очень малы и метод оказывается в данном случае эффективным. В исходной конструкции используются две наружные щели в стенках диффузора. Благодаря им диффузор обеспечивает получение ветродвигателем почти вдвое большей энергии, чем в свободном потоке. В дополнение к восстановлению давления в диффузоре быстрое торможение потока наблюдается на значительном расстоянии за расширяющимся патрубком.

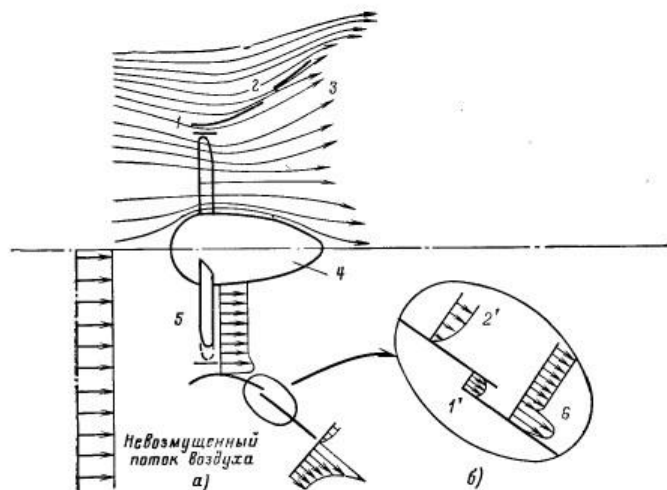


Рис. 4.11. Структура потока и профили скорости для ВДУ с управлением пограничным слоем (а) и схема течения в управляемом пограничном слое (б); 1 — щель на входе; 2 — вспомогательная щель; 3 — диффузорная секция; 4 — центральное тело; 5 — лопасть ветроколеса; 6 — пограничный слой с повышенным запасом энергии; 1' — поток через щель; 2' — количество движения, потерянное пограничным слоем.

Считается, что главная нерешенная техническая проблема при разработке ветродвигателей для больших энергетических систем — это динамика лопасти ветроколеса. Поэтому работе ВЭУ на государственную или местную энергосистему препятствует недостаточная надежность ветроустановки большой мощности или малая эффективность многих установок меньших размеров с сопоставимой суммарной мощностью. Это определяется экономическими ограничениями, связанными с необходимым сочетанием производимой энергии с аккумулярующей емкостью в условиях изменяющейся скорости ветра. При этом надо учитывать малую плотность энер-

гии ветра, высокую степень риска развития принципиально новых систем и необходимость значительных капитальных затрат на ВЭУ.

Многие из этих ограничений по капитальным затратам и характеристикам ВЭУ могут быть сокращены или вообще сняты при размещении ветроколеса в соответствующем профилированном патрубке. Невращающееся устройство с патрубком выполняется в виде компактного диффузорного узла, расположенного за ветроколесом. Оно обеспечивает значительное (обычно в 1,5—2 раза) увеличение мощности, развиваемой ветроколесом при заданных его размерах, а также демпфирование порывов ветра, уменьшение значений минимальной рабочей скорости ветра, существенное увеличение осевой скорости потока и устранение следа за башней.

Ветродвигатели с патрубками предлагались давно. Первые исследователи вследствие допускавшихся аналитических или принципиальных ошибок были склонны недооценивать идею. Предположение о понижении давления на выходе из патрубка и допущение о том, что для предотвращения отрыва потока диффузор должен иметь значительную длину и поэтому высокую стоимость, не подтвердилось. В начале 1960 г. были продолжены некоторые экспериментальные исследования характеристик двумерных диффузоров, влияние формы входного патрубка на отклонение потока от осевого направления и характеристик коротких осесимметричных диффузоров с плоскими выходными эжекторами.

Более поздние исследования показали, что плоские выходные устройства ВДУ действительно могут заметно снизить уровень давления, который надеялись достигнуть для получения существенного эффекта повышения мощности. В настоящее время ясно, что снижение давления примерно наполовину динамического давления потока происходит в результате взаимного влияния эффектов вязкой и невязкой жидкости и что этот вид снижения давления существенно повышает эффективность диффузора. Уникальная особенность таких диффузорных устройств состоит в том, что они обеспечивают подачу воздуха с большим запасом энергии, находящегося непосредственно у наружных стенок диффузора.

Однако лучшие аэродинамические свойства ВДУ более существенны, чем недостатки, связанные с высокой стоимостью диффузорных устройств. Поэтому должны проводиться исследования проблемы получения достаточно высоких аэродинамических характеристик с помощью очень компактных диффузоров, сооружение которых должно быть дешевле в сравнении с плавной нарастающей стоимостью ветроколеса большого диаметра с равной расчетной мощностью. Стоимость конструкции таких коротких диффузоров невелика, поскольку они приводят к снижению капитальных затрат на производство электрической энергии путем использования энергии ветра.

При применении к ВДУ одномерного метода расчета, основанного на теореме количества движения, мощность, развиваемая идеальным ВДУ, может быть существенно повышена при большой степени расширения и, следовательно, эффективности диффузора, оптимальном соотношении скорости потока, проходящего через ометаемую поверхность, и набегающего потока, при существенно отрицательном коэффициенте давления. Оптимизация значений коэффициента давления и КПД диффузора при его работе с оптимальной нагрузкой на ометаемую поверхность приводят к аналитически определяемой предельной степени повышения мощности, равной 4, при бесконечной степени расширения. Коэффициентом усиления называют отношение мощности, развиваемой идеальным ВДУ, к мощности идеального ветроколеса того же диаметра в свободном потоке при той же скорости ветра. Так как стоимость конструкции быстро растет с увеличением степени расширения диффузора, то наиболее эффективный по стоимости ВДУ будет работать при умеренных степенях расширения и соответственно меньших коэффициентах усиления. Для существующих предельных конфигураций оптимальные значения коэффициента усиления, полученные при степени расширения 2,8, достигают значений 1,9.

4.2.2. РАЗРАБОТКА ДИФFUЗОРОВ

Разработка диффузоров для ВДУ велась применительно к различным схемам. В качестве конструктивных критериев принимались максимальное разрежение в выходном сечении, большая степень восстановления давления в диффузоре, минимально возможная стоимость устройства, необходимая для действия диффузора с эквивалентным полууглом раскрытия, превышающим обычные 3—6°, определяемые условием отрыва пограничного слоя. Однако для получения эффективных характеристик ВДУ необходимо применение компактных диффузоров.

Для дальнейшего исследования были выбраны две наиболее перспективные конструкции. В первой из них для УПС используется повторно внешний воздух. Он обладает большой энергией и вдувается по касательной к стенке, повышая тем самым осевую составляющую количества движения воздуха в пограничном слое. За счет дополнительного количества движения течение в пограничном слое преодолевает значительный отрицательный градиент давления и потери на трение, которые возникают в пристенной области при больших углах раскрытия диффузора. Это может предотвратить отрыв потока от стенок, от которого в первую очередь зависит нарушение установившегося течения в диффузоре с большим углом раскрытия.

Во второй схеме диффузорное устройство выполнено в виде коротких кольцевых крыльев; каждое из них создает местное аэродинамическое давление и поле скоростей, которые зависят от фор-

мы контура. Благодаря пониженному давлению вдоль внутренней кольцевой поверхности увеличивается количество воздуха, проходящего через ветроколесо. Значительное усиление потока может быть получено при использовании кольцевых крыльев с большой подъемной силой или закрылков.

Испытания проводились в малотурбулентной открытого типа аэродинамической трубе с малыми скоростями потока. В качестве экспериментального участка, в котором моделировалось равномерное поле скоростей, использовалась область ядра потока свободной струи диаметром около 300 мм. Скорость потока при испытаниях была 13 м/с. Модель устанавливалась вблизи выходного сечения сопла, вниз по потоку. Исследовано свыше 150 вариантов моделей различной конфигурации, изготовленных из нержавеющей стали и алюминия.

В качестве измерительной аппаратуры использовался дифференциальный датчик давления с переменным магнитным сопротивлением. Измерения производились при комбинированном использовании насадок статического и полного давления, каждый из которых мог проходить через применявшиеся сетки. Для измерения давления в осевом и радиальном направлениях насадки устанавливались на механизме с поперечным ходом с приводом от двигателя. Электрическая мощность, вырабатываемая устройством, определялась его местоположением, и поэтому записывались значения давления для соответствующей пространственной позиции.

Так как практически создание для экспериментальных исследований малоразмерных диффузорных моделей семейства ветроколеса было неосуществимо, использование энергии ветроколесами моделировалось сетками, рассеивающими энергию в сечениях, где располагались ветроколеса. Характеристики ветроколес моделировались путем изменения нагрузки на сетку.

Мощность, снимаемая с единицы площади, пропорциональна падению полного давления и местной скорости потока. Коэффициент усиления χ мог быть определен на основе измерений нагрузки на диск и отношения местной скорости к скорости набегающего потока. Повторные измерения осевого потока при различных радиальных позициях показали, что χ увеличивается с ростом радиального расстояния от оси. Полный коэффициент усиления диффузора χ определялся как среднее взвешенное для поперечного сечения сетки — имитатора ветроколеса.

4.2.3. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ МОДЕЛЕЙ

Результаты испытаний были направлены на определение коэффициента усиления. Для этого были проведены многочисленные измерения распределений давления, полученных на большом числе моделей диффузоров при изменении коэффициента нагрузки диска от 0,3 до 1,1. Максимальное значение χ , равное 1,9, получено на модели с полууглом раскрытия θ , равным 30°, при оптимальном

коэффициенте нагрузки диска c_T около 0,63 с использованием системы УПС (рис. 4.12). У диффузора с кольцевым крылом наблюдается увеличение $\bar{\kappa}$ с ростом нагрузки на диск. Хотя при испытаниях диффузора с профилем крыла NASA 4412 с закрылком не встречалась оптимальная нагрузка на диск, полученное значение $\bar{\kappa} = 1,6$ показывает, что максимальные значения коэффициента нагрузки составляли 1,1.

Для диффузора с УПС максимальному значению $\bar{\kappa}$ соответствует отношение местной скорости к скорости набегающего потока, равное 1,27. Для схемы с кольцевым крылом это отношение равно 0,9 при $\bar{\kappa} = 1,6$. В том и другом случае скорость потока, набегающего на ветроколесо при наличии диффузора, выше теоретической для обычного ветроколеса, равной 0,67, при оптимальном коэффициенте нагрузки на диск, равном 2,0. Для диффузора с УПС

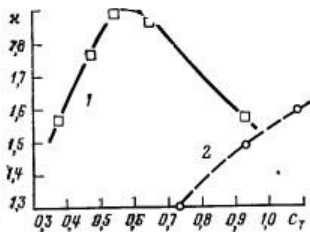


Рис. 4.12. Результаты испытаний моделей двух коротких диффузоров: 1 — диффузор с УПС, $\theta = 30^\circ$, $n_D = 2,78$, $L_D/D = 0,6$; 2 — диффузор с кольцевым крылом с закрылком (профиль NASA-4412).

в тех случаях, когда такое сравнение возможно, оптимальные характеристики, полученные на основе одномерной теории, дают местную нагрузку на диск, равную 0,65. Эта величина может быть подсчитана также на основе измеренного коэффициента давления в выходном сечении, уменьшенного до 0,57, и относительной индуцированной скорости, равной 1,27.

Низкое давление в выходном сечении, которое всегда измеряется при испытаниях ВДУ, имеет настолько большое значение для характеристик ВДУ, что возникает необходимость в объяснении его происхождения. Вначале это явление связывалось с интенсивным развитием пограничного слоя по периферии следа. Однако последние аналитические исследования, основанные на теории тонкого крылового профиля, показали, что явление вполне объясняется невязкими процессами. Этот факт создает уверенность в том, что низкие давления будут сохраняться у диффузоров с натурными размерами при больших числах Рейнольдса.

4.2.4. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

Экономический анализ и определение сравнительных экономических показателей ВДУ и обычной ВЭУ требуют, чтобы как можно большее число конкурентоспособных вариантов каждой из схем было сопоставлено и оценено в соответствии с реальными условиями и требованиями. Был проведен объективный анализ с целью

сравнения капитальных затрат на единицу мощности ВДУ и оптимального ветродвигателя обычного типа. Анализ предусматривал оценку тенденций изменения затрат на выпуск определенного количества ветродвигателей (около 100 в год), а также коротких диффузоров, используемых в качестве усилителей. Данные по стоимости ветроколес были разработаны двумя различными подрядчиками по контракту с научно-исследовательским центром LeRC NASA.

Оценка стоимости диффузора была дана фирмой на основе метода конечных элементов для исходной конструкции полноразмерного диффузора (степень расширения 2,78, отношение его длины к диаметру ветроколеса равно 0,5; $\theta = 30^\circ$, $\bar{\kappa} = 1,89$). Для облегчения сравнения двух систем полная стоимость только диффузора и элементов ветроколеса была отнесена к ометаемой им площади.

Для этих исходных данных теперь в основном ясны две характеристики:

оценка стоимости ветродвигателя, в особенности для установок малых и средних размеров, для существующего уровня развития техники;

типовая U-образная кривая средней стоимости, показывающая степень экономичности конструкции при диаметре около 25 м и резкое увеличение стоимости вследствие того, что ветроколесо большего диаметра имеет более сложную конструкцию и для него необходимы более дорогостоящие материалы, рассчитанные на возрастающие аэродинамические и другие нагрузки.

В настоящее время представляется спорной возможность надежной работы ветроколес диаметром более 65 м. Наиболее очевидное преимущество ВДУ состоит в том, что он открывает возможность использования обычного ветроколеса в тех случаях, когда требуемая мощность установки превышает максимально возможную для оптимальной ВЭУ. ВДУ может развивать значительно большую мощность без дополнительных затрат на приобретение земельного участка, подключение к сети, обслуживающий персонал, а также других затрат на ВЭУ, связанных с ограничениями по занимаемой ими территории.

Преимущества применения ВДУ заключаются также в снижении стоимости башни, устранении влияния следа за башней, снижении касательных напряжений потока и упрощении проблемы ориентации по направлению ветра. Применение ВДУ повышает коэффициент годовой выработки. Она более успешно использует годовой спектр энергии ветра потому, что ускорение потока на входе меньше минимальной скорости ветра, соответствующей началу работы ветроколеса при данных его размерах и частоте вращения. Кроме того, с помощью диффузора можно повысить максимальную скорость остановки ветроколеса в зоне больших скоростей ветра благодаря свойственной ему способности преобразования потока при введении интерцепторов или поворотного направляющего аппарата.

ВДУ и ВЭУ обычного типа можно сравнивать между собой различным путем в зависимости от условий их применения. С целью иллюстрации их различий и для сопоставления выбраны два характерных случая: две системы при одинаковом диаметре ветроколеса и две системы при одной и той же расчетной мощности.

Для последнего случая диаметр ветроколеса ВЭУ увеличивается пропорционально квадратному корню из коэффициента усиления γ двигателя с диффузорным устройством. Отметим, что в настоящее время нереально рассматривать увеличение диаметра ветроколеса ВЭУ более чем до 65 м.

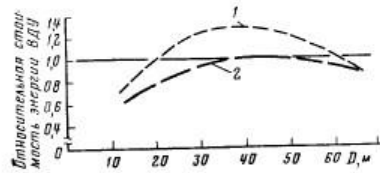


Рис. 4.13. Сравнение стоимости энергии, вырабатываемой ВДУ и обычной ВЭУ, при одинаковых диаметрах ветроколеса D :
1 — по данным фирмы GE; 2 — по данным фирмы Капал.

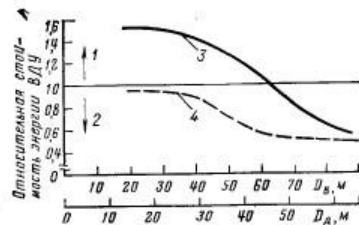


Рис. 4.14. Сравнение стоимости энергии, вырабатываемой ВДУ диаметром D_d и обычной ВЭУ диаметром D_n , при одинаковой расчетной мощности:
1 — максимальная стоимость ВДУ; 2 — минимальная стоимость ВДУ; 3 — использована тенденция изменения стоимости ВЭУ фирмы Капал; 4 — использована тенденция изменения стоимости фирмы GE.

На рис. 4.13 и 4.14 дано сопоставление стоимости рассматриваемых систем с учетом затрат на элементы ветроколеса и диффузора, при этом не принимается во внимание различие в стоимости электрического генератора, башни, фундаментов, системы регулирования, узлов механических и трансмиссионных систем, которые влияют на экономичность систем.

При одинаковом диаметре ветроколеса обеих систем (см. рис. 4.13) ВДУ имеет экономические преимущества при малых и очень больших диаметрах. В области средних размеров экономические показатели не очень ясны из-за различия в оценках стоимости, данных разными экспертами: для ВДУ стоимость может быть меньше (но не выше 10 %) или система будет более дорогостоящей (в пределах до 25 %).

Для случая одинаковой расчетной мощности (см. рис. 4.14) стоимость ВДУ может быть значительно меньше (примерно на 50 %), чем стоимость ВЭУ при диаметре ветроколеса, большем

35 м. При меньших размерах ветроколес стоимость ВДУ может быть несколько меньше.

В графических результатах не учитываются характеристики используемого ветрового потока. С учетом свойственного диффузору изменения скоростей потока на входе среднегодовая выработка ВДУ может быть выше на 5—50 % в сравнении с выработкой ВЭУ. Поэтому имеются реальные экономические преимущества ВДУ, с учетом которых нужно проводить оценку стоимости ветродвигателей.

4.2.5. НАПРАВЛЯЮЩИЙ АППАРАТ

Направляющий аппарат — важный элемент ВДУ. Специальное исследование было направлено на определение возможности использования опорных стоек ветроколеса в диффузоре в качестве поворотного направляющего аппарата. Он предназначен для получения различного предварительного закручивания потока при постоянных частоте вращения и углах установки лопастей ветроколеса, обеспечивающего его эффективную работу в широком диапазоне изменения скоростей ветра. Для исследования этой схемы применительно к ВДУ была разработана программа расчета, на основе которой проведена оценка нескольких конструкций. Во многих отношениях они оказались достаточно работоспособными, хотя повторные попытки исследования в диапазоне больших значений коэффициента использования энергии ветра показали, что диапазон скоростей ветра, в котором регулирование направляющим аппаратом эффективно, очень ограничен.

Это наводило на мысль провести сравнение соответствующих ветроколес с предварительным закручиванием потока в направляющем аппарате и без него. Характеристики менее совершенных конструкций заметно улучшаются и без направляющего аппарата, но при скоростях ветра выше или ниже расчетной. Этот неожиданный результат объясняется тем, что приращение угла атаки крылового профиля лопасти меньше идеального и потери возрастают для ветроколеса в целом. Потери обусловлены отрицательным влиянием изменения относительной скорости, когда направляющий аппарат пытается поддерживать постоянный угол атаки на лопастях, имеющих постоянный угол заклинивания при постоянной частоте вращения.

На основании результатов исследования сделан ряд выводов: регулируемый направляющий аппарат может быть успешно использован лишь в качестве одного из возможных способов относительно недолговременной защиты от перегрузок при больших скоростях ветра;

ветроколесо с постоянной частотой вращения и фиксированными углами установки (заклинивания) лопастей может работать практически без регулируемого направляющего аппарата. В этом случае конструкция ветроколеса должна быть рассчитана на динамические нагрузки при колебаниях лопастей, работающих на

больших скоростях ветра при полностью развитом срыве потока; поскольку стойки так или иначе необходимы, они должны быть рассчитаны на получение некоторой постоянной предварительной крутки. Это обеспечивает получение лучших характеристик при малых скоростях ветра и меньших площадях лопастей, а также ухудшение характеристик при больших скоростях ветра, когда потенциально возможное значение развиваемой мощности превышает то, которое может быть использовано ВЭУ с системой регулирования.

4.3. ГЕНЕРАТОР ВИХРЕЙ

В движущейся жидкости при определенных условиях возникают вихри. Они реально проявляются в идеальном вихревом поле, в котором скорости направлены по concentричным круговым линиям тока и обратно пропорциональны радиусу вихря. Их можно рассматривать в качестве эффективных концентраторов механической энергии: примером такого атмосферного вихревого потока является — торнадо. Назначение вихревого концентратора состоит в использовании необычных аэродинамических характеристик вихрей для разработки усовершенствованных ВЭУ.

Основной принцип заключается в генерировании и управлении дискретными вихрями, характеризующимися высокой плотностью кинетической энергии при соответствующем взаимодействии аэродинамических поверхностей с ветровым потоком, имеющим малую плотность кинетической энергии. Разработанные для этих целей ветродвигатели, имеющие соответствующую конструкцию, используют энергию этого концентрированного вихревого поля. Эта идея получила название вихревого концентратора (ВИК).

Конкретной целью проекта было рассчитать и оценить ВИК с точки зрения их потенциальных возможностей для применения в ВЭУ и разработать действующую модель небольшой мощности для конкретной системы ВИК, принятой в качестве наиболее подходящего прототипа для применения в ближайшей перспективе. В программе вначале рассматривались два различных типа устройств — вихревые генераторы с тонким и плохо обтекаемым телом.

4.3.1. ГЕНЕРАТОР ВИХРЕЙ С ТОНКИМ ТЕЛОМ

Такой генератор может быть представлен обычным крылом летательного аппарата. Вихри, сбегаящие с концов крыла, развиваются в следе за ним, и благодаря сконцентрированному вихревому движению могут представлять опасность для самолета, следующего в зоне вихря. Это иллюстрируется рис. 4.15 [4.18].

Когда огромная струя истекает на установившемся режиме, ее вихревой след может сделать аэродром опасным для легких самолетов. Если легкое крыло проходит через след в поперечном направлении, то оно подвергается действию больших нормальных нагрузок, подобных эффекту встречного порыва. Если самолет

движется посередине между сбегаящими вихрями, то крыло испытывает действие сильного скошенного потока, тем большего, чем больше вертикальная скорость подъема. Этот вид движения особенно опасен вблизи поверхности земли, где устойчивые вертикальные течения могут быть причиной аварий легких самолетов. Менее вероятно, но и более опасным представляется прямолинейный полет вдоль ядра вихря: он вызывает чрезвычайно большие углы крена на падающем в него самолете, которые могут превышать возможности его системы управления.

Потенциальная опасность взаимовлияния между вихрями, сбегаящими с самолета, и летящим за ним самолетом побудила к проведению многих исследований вихревых явлений, рассмотренных на международной конференции в 1970 г. [4.19] и на специ-

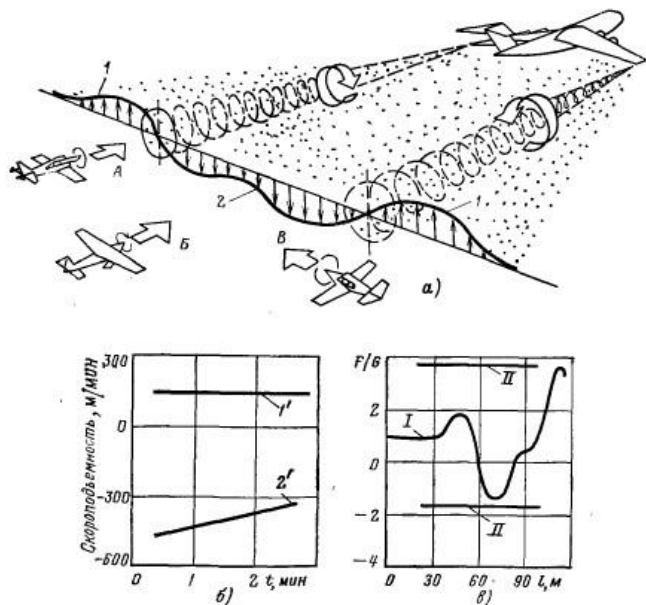


Рис. 4.15. Генерирование вихрей самолетным крылом (а) и характеристики скороподъемности (б) и относительных аэродинамических сил (в). 1 — снос потока вверх; 2 — индуцированный снос потока вниз; А — движение самолета, при котором происходит параллельное проникание ядра вихря, характеризующее углом крена, превышающим угол, допустимый системой управления; Б — движение самолета, при котором поле потока со значительным скосом уменьшает возможность набора высоты, а вихревая система развивается параллельно траектории полета самолета, образуя вихри; В — движение самолета, при котором большие нормальные силовые нагрузки наблюдаются в случае, когда вихрь ориентирован в поперечном направлении; 1' — свободный вихрь; 2' — затухание вихря; I — зависимость отношения нормальной силы к весу F/G от расстояния между следами II — ограничение нагрузки.

альном двухдневном семинаре, проведенном в 1974 г. институтом American Institute of Aeronautics and Astronautics [4.20].

Подобная вихревая структура создается при отрыве потока на острой передней кромке крыла малого удлинения, например треугольной формы в плане [4.18]. На рис. 4.16 показан процесс образования вихрей и дополнительного увеличения подъемной силы, обусловленного ими. Приращение подъемной силы при такой

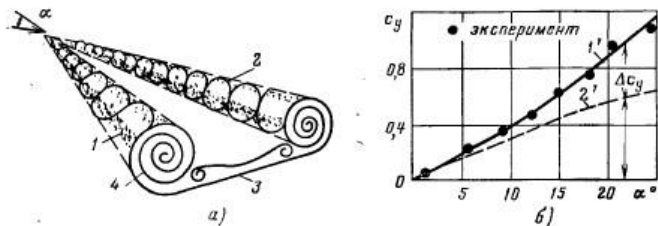


Рис. 4.16. Генерирование вихря при треугольной форме крыла в плане (а) и зависимость коэффициента подъемной силы c_y от угла атаки α (б):

1 — ядро вихря; 2 — основной вихрь; 3 — вторичный вихрь; 4 — вихревое поле, формирующееся при отрыве потока с передней кромки треугольного крыла; 1' — коэффициент полной подъемной силы; 2' — доля потенциального потока; Δc_y — доля вихревого потока (удлинение крыла $\lambda = 1.5$).

форме в плане вызывает необходимость дальнейших исследований вихревых явлений. Основные теоретические работы в этой области представлены в [4.21].

Можно предположить, что энергия в этой расширенной завихренной области, интенсивность которой зависит от положения треугольного крыла, может быть эффективно использована, если ветроколесо будет спроектировано соответствующим образом. Как осевая, так и тангенциальная составляющие скорости превышают скорость невозмущенного набегающего потока. Поэтому абсолютная скорость в завихренной зоне, равная квадратному корню из суммы квадратов двух составляющих, значительно больше скорости набегающего потока.

Таким образом, небольшое ветроколесо диаметром около четверти полуразмаха треугольного крыла может работать в условиях более высоких скоростей, чем ветроколесо в свободном потоке. Подобная система увеличения скоростей открывает потенциальные возможности использования всех преимуществ применения меньших по размерам высоконагруженных ветроколес. При этом имеется возможность изменения угла атаки треугольного крыла, поддержания почти постоянной частоты вращения ветроколеса при различных скоростях ветра и работы при меньших скоростях ветра, чем у ВЭУ без концентраторов энергии.

Очевидно, что имеется необходимость использовать значительный объем теоретической, экспериментальной и практической ин-

формации о вихрях, генерируемых тонким крылом и телом. В рамках данной программы предусматривается применение этой информации как основы для разработки ВИК.

При обтекании ветровым потоком соответственно спроектированных тел рассматриваемого типа можно сконцентрировать значительное количество кинетической энергии в локальной вихревой системе и использовать ее с помощью соответствующих ветроприемных устройств. Кроме того, за счет изменения положения генератора вихрей можно управлять пространственным расположением и напряжением образующихся вихрей.

4.3.2. ГЕНЕРАТОР ВИХРЕЙ С ПЛОХО ОБТЕКАЕМЫМ ТЕЛОМ

Генератор основан на явлении, выражающемся в том, что при действии потока ветра на плохо обтекаемое препятствие, его скорость уменьшается вблизи центра, а на краях препятствия возрастает до значений, существенно превышающих скорость невоз-

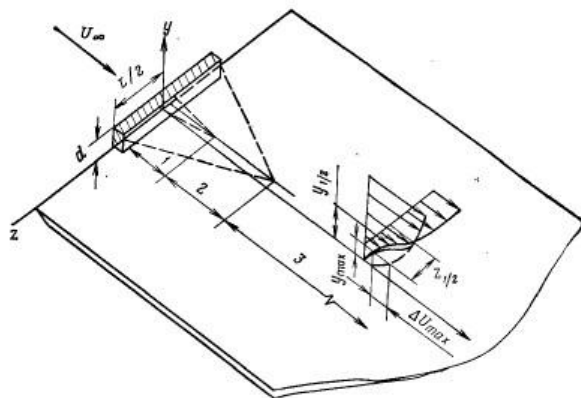


Рис. 4.17. Схематическое представление поля потока за плохо обтекаемым телом в виде пластины, установленной нормально к потоку:

1 — область рециркуляции потока; 2 — зона затухания; 3 — асимптотическое затухание.

мушенного потока. В процессе обтекания вокруг препятствия генерируются вихри, иногда достаточно сложной структуры. Подобное поле скоростей генерируется на летательном аппарате за выступами в виде интерцепторов, щитков, стоек антенны и т. п., а также за другими препятствиями, подобными островам, горам, наземным сооружениям, движущимся транспортным средствам [4.22].

Исходные исследования полей скоростей, образующихся за плохо обтекаемыми препятствиями, приведены в [4.23]. Схема экспериментальной модели показана на рис. 4.17. Исследуемое препятствие имело вид тонкой квадратной пластины, расположенной перпендикулярно набегающему потоку. Профили скоростей вниз по потоку за препятствием представлены на рис. 4.18. На графиках показаны скорости, измеренные за препятствиями, расположенными на нижней поверхности пластины. Отметим, что

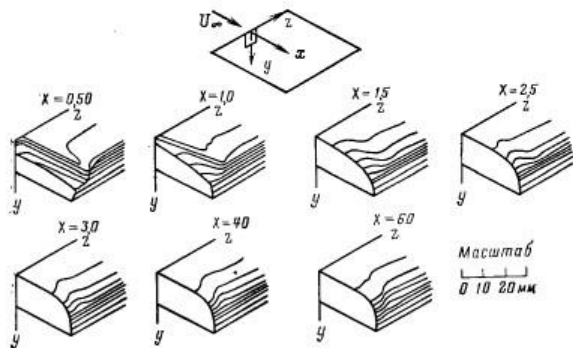


Рис. 4.18. Профили поля скоростей на различных расстояниях за квадратным препятствием, расположенным нормально к потоку.

вблизи краев препятствия возникают большие избыточные скорости, соответствующие им градиенты характерны для упоминавшегося выше вихревого поля.

Предполагалось, что при правильном размещении в таком вихревом потоке роторной системы с вертикальной осью вращения, например подобной ротору Савониуса, характеристики ее должны улучшаться. Объясняется это тем, что при смещении вперед или повороте опор ротор может попасть в зону больших избыточных скоростей, в то время как при смещении назад — в заторможенную зону за препятствием. Поле скоростей можно изменять, управляя положением препятствия.

Вихри, генерируемые плохо обтекаемым телом, могут быть использованы для вращения соответствующим образом спроектированного ротора; напряжения в вихре и его позиция могут управляться соответствующим изменением положения и геометрии препятствия. Такие возможности могут быть подробно рассмотрены, поскольку уровень развития аналитических и экспериментальных исследований вихревых систем достаточно далеко продвинулся вперед и их результаты достаточны, чтобы обосновать и рассчитать варианты ВЭК, предназначенные для преобразования энергии ветра.

4.3.3. ПОЛЕ СКОРОСТЕЙ ВИХРЯ

Это поле определяется характеристиками вихревого поля, генерируемого аэродинамической поверхностью треугольного типа. Они изучены достаточно хорошо теоретически и привлекают большое внимание, однако экспериментальных исследований полей скоростей вихревых потоков еще недостаточно. На рис. 4.19 приведены данные только одного из имеющихся надежных измерений скоро-

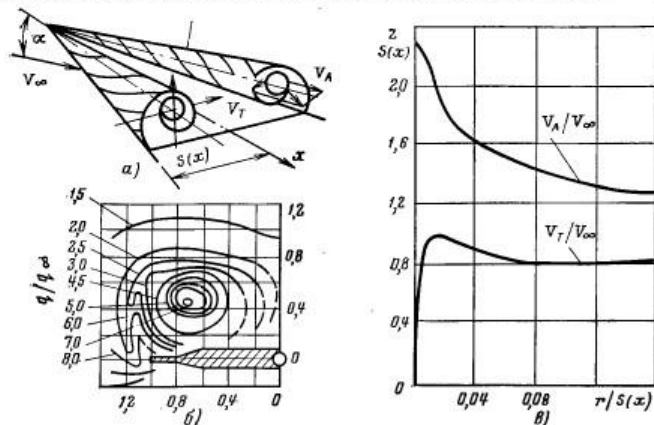


Рис. 4.19. Поле скоростей вихрей треугольного крыла: а — принятая система координат; б — изобары динамического давления $q = \rho V^2/2$ (где V — результирующая скорость по данным [25]); в — характеристики осевой и тангенциальной скорости V_A и V_T по данным [24].

сти. По данным [4.24] осевые составляющие скорости в вихре V_A значительно превышают скорость набегающего ветрового потока V_∞ . Но дополнительно к ним имеются также тангенциальные составляющие скорости в вихре V_T — величины того же порядка, что и скорость V_∞ . Поэтому результирующая абсолютная скорость течения в вихре, т. е. векторная сумма V_A и V_T , будет значительно больше V_∞ .

С этим связан эффект концентрации энергии поверхностью, генерирующей вихри: она увеличивает скорость потока в зоне вихря, в которой закрученный поток имеет тенденцию концентрации ветрового потока с малой плотностью кинетической энергии на большой площади в поток на небольшой площади, занимаемой вихрем с большой плотностью кинетической энергии. Другой иллюстрацией этого эффекта могут быть данные, приведенные в [4.25]. Они получены по графику на рис. 4.22 и показывают линии равных динамических давлений $q = \rho V^2/2$. Число, идентичное каждой из горизонталей, соответствует поэтому квадрату отношения местной

результующей скорости к скорости ветра. Это является наглядной иллюстрацией того, каким прекрасным концентратором энергии ветра может быть вихревая система.

Характер влияния вихревого поля, которое выбирается для работы ротора, виден на рис. 4.20. Если ротор вращается в направлении, обратном вихрю, то результирующая скорость большая. Другими словами, ротор должен быть спроектирован для вращения в том направлении, что и вихрь, чтобы получить наименьшую результирующую скорость ротора при той же частоте вращения.

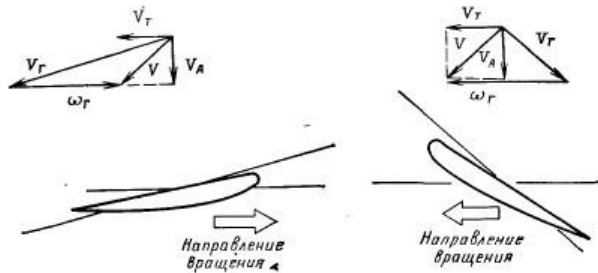


Рис. 4.20. Треугольники скоростей для лопасти ветроколеса в поле скоростей вихря.

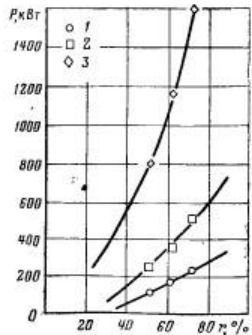
Следует выбирать способ, наиболее соответствующий заданному устройству. Работа ротора при попутном ветре предпочтительнее при большой его быстроходности, так как сила сопротивления, действующая на ротор, пропорциональная V_r^2 , при этом существенно снижается.

Возможную развиваемую мощность и идеальные характеристики ВИК можно определить, используя приведенные ранее данные по полям скоростей. С этой целью была разработана и использовалась общая программа численного расчета характеристик ротора, основанная на теории изолированного элемента лопасти.

Для получения некоторых данных о возможностях, присущих ВИК, был проведен расчет характеристик ротора, работающего при скорости ветра 7,5 м/с, на различных его радиусах

Рис. 4.21. Зависимость мощности P , развиваемой идеальным ветроколесом в свободном ветровом потоке, от радиуса r (скорость ветра равна 7,5 м/с):

1 — без ВИК; 2 — с ВИК (данные [4.24]); 3 — с ВИК (данные [4.25]).



для трех случаев: работа без ВИК, работа с ВИК при использовании данных [4.24], работа с ВИК при использовании данных [4.25].

Результаты расчетов, представленные на рис. 4.21, показывают, что для заданного радиуса мощность, развиваемая ротором с ВИК в 2 (данные [4.24]), больше углы атаки треугольной несущей поверхности и даже в 7 раз (данные [4.25]), больше углы атаки треугольной несущей поверхности) превышает мощность обычной роторной системы в природном ветровом потоке. Вместо обычной системы с ротором радиусом 24 м та же самая мощность может быть получена при наличии ВИК от ротора радиусом 17 м (для малого угла атаки) или с радиусом 9,8 м (для большого угла атаки). Поэтому с помощью ВИК можно существенно улучшить характеристики мощности.

4.3.4. ХАРАКТЕРИСТИКИ МОЩНОСТИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ КОНФИГУРАЦИЙ

Исследование было выполнено по крайней мере на десяти вариантах ВИК по программе, включающей свыше 100 испытаний. При испытаниях варьировались многие параметры, было исследовано пять различных роторов и пять генераторов. Измерялись скорость потока и мощность, проводились визуальные наблюдения потока с помощью дыма и шелковинки; многие результаты представлены в виде спектров обтекания.

Экспериментальные исследования характеристик лабораторных моделей ВИК проводились в аэродинамической трубе незамкнутого типа института Polytechnic Institute of New York Aerospace Laboratory имеющей размер рабочей части 1,2×1,5 м. Было испытано много различных конфигураций, но для краткости ниже описано ограниченное их число.

Типовой набор включал следующие модели:

без ВИК при расположении роторно-генераторного устройства в свободном потоке;

треугольная конфигурация с плоским крылом (правильный треугольник), установленный вертикально, прямая стреловидность со скошенной передней кромкой 75°, длина 2,18 м при высоте 0,6 м; наклонный усилитель при конфигурации, подобной предыдущей, с дополнительным наклонным центральным телом для дальнейшего повышения интенсивности вихря;

усилитель с щитком: конфигурация, подобная треугольной, за исключением вертикально подвешенного за ней троса. Поверхность, поддерживаемая в кормовой части тросом, может быть использована в качестве щитка для получения эффекта изменения кривизны треугольной поверхности, равносильного изменению интенсивности вихря. В дополнение к этому поверхность щитка может быть использована в качестве элемента, с помощью которого можно управлять изменением угла атаки всей несущей поверхности.

На рис. 4.22 представлены результаты серии испытаний ротора с постоянной хордой 0,275 м (крыловой профиль NASA 63618). Был применен серийно выпускаемый велосипедный генератор, который использовался в сочетании с магазином сопротивлений и осциллографом. Система с ВИК не только вырабатывает при скорости ветра 6 м/с вдвое или четверо большую мощность, чем система без ВИК, но она начинает вращаться и продолжает рабо-

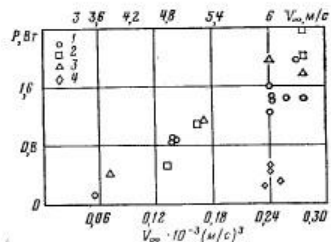


Рис. 4.22. Зависимость развиваемой мощности от V^3 свободного потока для четырех ветроэнергетических систем по измерениям в незамкнутой аэродинамической трубе:

1 — удобообтекаемый треугольник; 2 — усилитель, использующий динамическое давление; 3 — усилитель со щитком; 4 — модель без ВИК.

тать под нагрузкой при скоростях ветра гораздо меньших, чем система без ВИК. В этом проявляется эффект концентрации энергии, и создаются дополнительные условия для использования систем преобразования энергии ветра.

Выполнение этой фазы программы показало, что генератор вихрей с плохо обтекаемым телом, который увеличивает мощность до 1,5 раза, уступает генератору с тонким телом, лучшие образцы которого могут обеспечить увеличение развиваемой мощности в 4 раза и больше. Поэтому программой предусматривается дальнейшее исследование ВИК этого типа. С учетом этих исключительных особенностей вихревых генераторов с тонким телом в аэродинамических трубах были проведены обширные исследования геометрии и характеристик вихрей таких систем.

4.4. ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ДИНАМИЧЕСКИЙ ГЕНЕРАТОР

Электрогидравлический динамический (ЭГД)-генератор представляет собой устройство для прямого преобразования энергии движущейся жидкости в электрическую энергию.

Схема простого ветрового ЭГД-генератора показана на рис. 4.23. Он состоит из механизма для получения зарядов коллоидных частиц, входного электрода, который служит также притягивающим, собирающим электродом, источника питания высокого напряжения и системы управления.

К преимуществам ветровых ЭГД-генераторов можно отнести следующее:

1. Мощность развивается при всех скоростях ветра, на которые рассчитана конструкция генератора, и она увеличивается с ростом скорости ветра вплоть до максимальных ее значений.

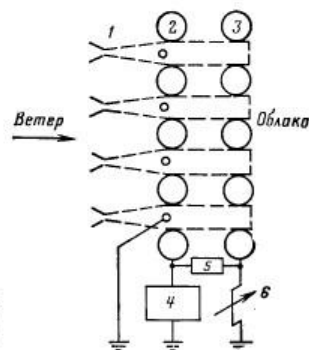
2. Отсутствуют движущиеся части, за исключением возможных устройств ориентации по направлению ветра, необходимых для равномерной работы в условиях резких порывов ветра и для устранения динамических нагрузок. В связи с этим сводится к минимуму проблема усталостной прочности и по сравнению с обычными ветродвигателями упрощается техническое обслуживание и повышается его периодичность, что крайне важно при использовании в отдаленных зонах.

3. Благодаря нулевым силам инерции может быть использована энергия порывов ветра.

4. Вырабатываемая энергия постоянного тока высокого напряжения идеальна для передачи к удаленным потребителям, а прямого преобразования кинетической энергии в электрическую устраняется необходимость в подборе генератора.

Рис. 4.23. Схема ветрового ЭГД-генератора:

1 — система зарядки коллоидных частиц; 2 — входной притягивающий электрод; 3 — собирающий электрод; 4 — источник питания высокого напряжения; 5 — система регулирования с обратной связью; 6 — нагрузка.



5. Возможны различные формы поперечного сечения, целесообразно использовать установки больших размеров.

6. Полностью электронная система регулирования с обратной связью обеспечивает быструю стабилизацию системы при изменении скорости ветра и условий нагружения.

7. Возможно сооружение стационарной установки, вырабатывающей полную мощность при различных направлениях ветра; ее целесообразно использовать в прибрежных водах.

8. Может быть использован двумерный диффузор со некруглой формой поперечного сечения.

9. Проектная стоимость конструкции мала, что имеет важнейшее значение для централизованной выработки энергии.

В то же время ветровые ЭГД-генераторы имеют определенные недостатки, к которым, в частности, относятся:

1. Необходимость иметь источник коллоидных частиц (например, водяных капелек), причем при их использовании может выработаться озон, окись азота (NO_x) или азотная кислота.

2. Возникновение коррозии (эрозии) в результате действия коллоидных частиц; ее можно свести к минимуму при использовании коллоидных частиц малых размеров.

3. Трудность обеспечения безопасности из-за наличия высокого напряжения постоянного тока и отсутствие в установках движущихся частей, по которым можно заметить возникновение опасности.

Для широкого применения при централизованной выработке энергии явно необходимо радикальное упрощение конструкции ветродвигателей. Ветровой ЭГД-генератор является, вероятно, простейшей ВЭУ, которая может быть использована для получения электрической энергии. Хотя в настоящее время и невозможно детально оценить стоимость ветровых ЭГД-генераторов, но по грубым оценкам предполагается, что приемлемой стоимостью будет 75 долл./м² (в ценах 1976 г.).

Увеличение размеров ветродвигателей обычного типа ограничено в настоящее время двумя проблемами: трудностями создания больших лопастей и тем, что частота вращения ветроколеса должна снижаться с увеличением его диаметра, с тем чтобы уменьшить окружную скорость конца лопасти до значений, соответствующих максимуму эффективности, а это создает трудности в разработке привода быстрогоходного электрического генератора. Для ветровых ЭГД-генераторов не существует в основном ограничений по размерам, поэтому здесь могут быть реализованы установки с размерами, которые наиболее экономичны в заданных условиях.

Для ЭГД-устройств успешно разработаны и достаточно полно исследованы законы подобия. Экспериментальные данные хорошо согласуются с имеющимися теориями и подтверждают осуществимость ЭГД-генераторов [4.26, 4.27]. Так как желательнее получить большие мощности и плотности энергии, главное внимание в предшествующих исследованиях было сосредоточено в направлении больших скоростей и давлений в системах преобразования энергии. Для обеспечения электрической прочности минимальное снижение давления, которое могло быть достигнуто в одномерных ЭГД-генераторах при 0,1 МПа, составляет около 40 Па; при 3 МПа падение давления было в 900 раз больше, или 36 000 Па. Падение давления в 40 Па вполне приемлемо для использования в ЭГД-генераторах. Идеальный ветродвигатель использует 8/9 динамического давления ветрового потока; таким образом, 40 Па соответствуют скорости ветра примерно 8,6 м/с.

Теоретически при скорости, меньшей 8,6 м/с, характеристики ветрового ЭГД-генератора не определяются условиями обеспечения электрической прочности. При скорости, превышающей 8,6 м/с, они ограничиваются этим условием, так что падение давления в секциях преобразователя энергии должно оставаться постоянным при условии, что мощность увеличивается пропорционально скорости потока, проходящего через секцию. Можно скорость, равную 8,6 м/с, рассматривать как предел, при котором одномерный ветровой ЭГД-генератор достигает расчетной мощности. Однако ветровой ЭГД-генератор имеет преимущество перед обычной ВЭУ, так как вырабатываемая им мощность может все же линейно увеличиваться со скоростью ветра, тогда как у обычной ВЭУ она сохраняется постоянной после достижения расчетных значений.

Отношение скорости потока, проходящего через ветровой ЭГД-генератор, к скорости ветра при ее значении, меньшем 8,6 м/с, может быть близким к значениям, соответствующим оптимальной

характеристике, при варьировании током и, следовательно, плотностью заряда в секциях преобразования энергии. При скорости ветра, большей 8,6 м/с, отношение скоростей асимптотически сблизается, если падение давления в секции преобразователя энергии оказывается небольшим в сравнении с динамическим давлением. Результаты анализа представлены на рис. 4.24.

При учете димерного эффекта большее снижение давления может иметь место до снижения предельных характеристик: большее значение скорости может быть достигнуто до того момента, когда характеристики ветрового ЭГД-генератора отклоняются от идеальных.

Основные выводы по полученным результатам заключаются в том, что в направлении практического получения электрической энергии с помощью ветровых ЭГД-генераторов достигнуты значи-

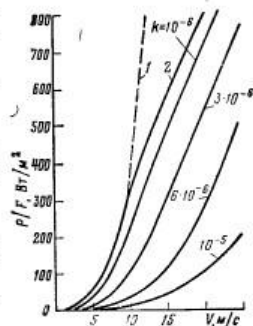


Рис. 4.24. Характеристики ветрового ЭГД-генератора площадью F для различной подвижности и эффекта скольжения k (м/с)/(В/м):
1 — идеальный ветродвигатель; 2 — идеальный ИД-ветродвигатель.

тельные успехи. В частности, разработана, в основном, теория для определения характеристик ветровых ЭГД-генераторов с учетом влияния геометрических параметров, электрических условий и др. и выявлено влияние электрического поля, при котором оказывается возможным действительная оценка его характеристик.

Теоретические результаты использованы при разработке установки для испытания ветрового ЭГД-генератора, определения его характеристик и сравнения их с экспериментальными данными.

С этой целью разработана и построена небольшая аэродинамическая труба с экспериментальной аппаратурой, включая аэродинамические весы для измерения лобового сопротивления. Разработана и смонтирована в трубе установка для предварительных испытаний ветровых ЭГД-генераторов, которая позволила изменять различные компоненты для получения данных при изменении в широких пределах геометрических параметров. При этом опытные данные получены на исходной и модифицированной экспериментальных установках.

В аэродинамической трубе проведено свыше 200 испытаний. Данные, полученные при испытаниях, по расчетам математической модели и другим теоретическим исследованиям, а также в результате обзора литературы достаточны для определения конкретных целей исследований. К наиболее важным из них можно отнести:

разработку систем для получения в лабораторных условиях зарядов коллоидных частиц с соответствующей подвижностью при большой скорости образования;

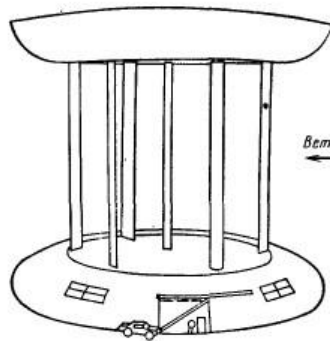


Рис. 4.25. Ветроустановка с управлением циркуляцией.

экспериментальное определение характеристик ветровых ЭГД-генераторов на опытных установках с расчетным уровнем плотности заряда и передачей зарядов коллоидным частицам до соответствующей их подвижности;

создание теории систем для получения энергетически-эффективных заряженных коллоидных частиц и экспериментальное исследование таких систем.

На основе имеющихся в настоящее время экспериментальных данных представляется очевидным, что решающей для создания ветровых ЭГД-генераторов будет задача образования заряженных коллоидных частиц.

Методика образования частиц и передачи им заряда требует получения частиц с относительно малой подвижностью, большой скоростью образования и малым удельным потреблением энергии.

4.5. УСТРОЙСТВО С ВЕРТИКАЛЬНОЙ ОСЬЮ И УПРАВЛЕНИЕМ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ

В Университете штата Западная Виргиния проведено исследование по определению стоимости и характеристик для оценки эффективности устройства с вертикальной осью, особенностью которого является использование управления циркуляцией на

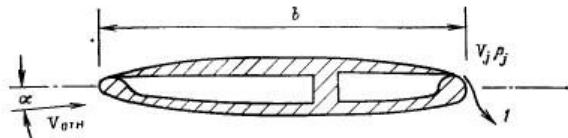


Рис. 4.26. Крыло с управлением циркуляцией: Γ — струйное устройство Коанда (ширина щели t).

крыловых профилях, расположенных по окружности ротора. Теоретические исследования и применение для увеличения подъемной силы крыла управления циркуляцией путем выдувания воздуха через переднюю кромку с устройством, использующим эффект Коанда, показали, что этот метод очень эффективен для увеличения подъемной силы при небольших значениях импульса. Применение струйных устройств Коанда на установках с вертикальной

осью повышает эффективность двигателя, использование которого может быть более целесообразным по сравнению с ветродвигателем горизонтального типа, так как этот двигатель обладает известными преимуществами, свойственными установкам с вертикальным расположением оси. Благодаря независимости работы установки от направления ветра, характерной конструкции входного аэродинамического устройства и простоте конструкции лопастей (рис. 4.25) применение установки предпочтительнее при больших ее размерах. На рис. 4.26 показано сечение лопасти с управлением циркуляцией для увеличения подъемной силы и варьируемым углом атаки.

Глава 5

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ВЕТРА В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ¹

5.1. СХЕМЫ ГЕНЕРИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

5.1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основными моментами, которые должны быть рассмотрены при обсуждении схем, связанных с преобразованием энергии ветра в электрическую энергию, являются: вид вырабатываемой электроэнергии (переменное напряжение переменной или постоянной частоты или постоянное напряжение) частота вращения ветродвигателя (постоянная, близкая к постоянной или переменная), характер использования вырабатываемой электрической энергии (применение аккумуляторных батарей или аккумулялирования с помощью других способов, выдача электроэнергии в сеть переменного тока).

Непосредственная выработка постоянного тока осуществляется в настоящее время практически только на малых ВЭУ мощностью не более 10—20 кВт. В этом случае не требуется постоянная частота вращения ветродвигателя и обычно применяются аккумуляторные батареи. Относительно небольшие потребности в энергии в довольно удаленных пунктах могут быть удовлетворены путем использования таких ВЭУ.

Аккумулялирование энергии ветра в форме тепла с целью последующего его использования на месте может быть осуществлено при применении ВЭУ переменного напряжения с изменяющейся частотой или ВЭУ постоянного напряжения в комплексе с электрическим тепловым аккумулялирующим устройством. Очевидно, что частота

¹ Материал этой главы основан на отчетах Университета штата Висконсин (Милуоки) и Оклахомского университета, лаборатории Brookhaven National Laboratory, бюро Bureau of Reclamation (Денвер), фирм General Electric Company (GE) и Kaman Aerospace Corporation (Kaman).

вращения ветродвигателя в этом случае не обязательно должна быть постоянной. Возможно также применение выпрямительных устройств для получения постоянного напряжения, которое может быть использовано непосредственно или же после его инвертирования в переменное напряжение постоянной частоты.

С самого начала было признано [5.1], что крупномасштабное получение электрической энергии за счет использования энергии



Рис. 5.1. Схемы использования электрической энергии, производимой ВЭУ, при ее изолированной работе.

ветра должно производиться в виде переменного напряжения постоянной частоты для возможности подачи электроэнергии в сети существующих энергосистем. Первоначальные попытки создания ВЭУ большой мощности в значительной мере связаны с использованием ветродвигателей с постоянной частотой вращения ветроколеса, соединенного с синхронным генератором. В качестве примера может служить ВЭУ Смит Путнем мощностью 1250 кВт. Для того чтобы вырабатывать переменное напряжение постоянной частоты, при котором электроэнергия могла бы быть подана в энергосистему, асинхронный генератор требует вращения ветродвигателя с частотой, близкой к постоянной.

Сравнительные достоинства и недостатки синхронных и асинхронных генераторов с точки зрения их применения в ВЭУ изложены в [5.2]. Технология производства как синхронных, так и асинхронных генераторов хорошо отработана и очень совершенна. Поэтому Управление NASA-LeRC активно осуществляет обширную программу строительства и испытаний экспериментальных ВЭУ с постоянной частотой вращения ветродвигателя, оборудованных синхронными генераторами, вырабатывающими переменное напряжение постоянной частоты [5.3].

Другой подход, который в последнее время привлекает внимание, заключается в том, чтобы дать возможность ветродвигателю вращаться с переменной оптимальной частотой, регулируемой в соответствии с изменением скорости ветра, и с применением генерирующих систем, обеспечивающих в этих условиях получение переменного напряжения постоянной частоты, при котором электроэнергия может быть подана в существующие энергосистемы. Методы получения переменного напряжения постоянной частоты при переменной частоте вращения вала привода сводятся к двум обширным группам [5.4] дифференциальным и недифференциальным.

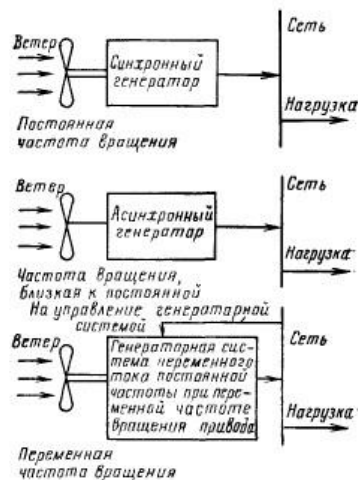


Рис. 5.2. Схемы использования электрической энергии, производимой ВЭУ, при ее работе в энергосистеме.

Первые реализуются в схемах с синхронными генераторами с помощью механических устройств, обеспечивающих получение постоянной частоты вращения генераторов (редукторов с переменным передаточным отношением, устройств с гидравлической передачей мощности), а также с помощью электрических устройств, компенсирующих изменение частоты вращения посредством питания обмотки возбуждения напряжением с частотой скольжения, равной разности частоты вращения ротора генератора и частоты напряжения энергосистемы, на которую работает генератор [5.5—5.7].

Недифференциальные методы могут быть реализованы через статические устройства изменения частоты по схеме преобразования «переменное напряжение — постоянное напряжение — переменное напряжение» [5.8] путем применения вращающихся устройств — коллекторных генераторов переменного тока [5.2], циклоконверторов и преобразователей частоты [5.9, 5.10], преобразова-

телей с амплитудной модуляцией частоты [5.11]. В последнем случае может быть использована высокочастотная или низкочастотная модуляция [5.12, 5.13, 5.16].

Рис. 5.1 и 5.2 иллюстрируют схемы использования ВЭУ при их автономной работе и при работе в энергосистемах. В связи с наличием приемлемых по стоимости мощных тиристорных и диодных частей исследовательских работ направлена в настоящее время на создание генераторных систем переменного напряжения постоянной частоты при переменной частоте вращения ветроколеса.

В числе разработок, ведущихся в этом направлении, следует упомянуть работы Университета штата Висконсин (Мадисон) над схемой «переменное напряжение — постоянное напряжение — переменное напряжение». В Университете штата Висконсин (Милуоки) как возможные варианты рассматриваются схемы с коллекторным генератором переменного тока и с асинхронным генератором с вращаемым ротором. В Оклахомском университете (Стиллуотер) для ВЭУ разрабатываются генераторные схемы с модулированным выходным напряжением.

5.1.2. СХЕМЫ ГЕНЕРИРОВАНИЯ ПЕРЕМЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПОСТОЯННОЙ ЧАСТОТЫ

Известен ряд схем, предназначенных для преобразования механической энергии ВЭУ в электрическую энергию переменного напряжения постоянной частоты.

Синхронный генератор. Наиболее простая схема включает синхронный генератор, работающий параллельно с энергосистемой. Поскольку обычно мощность энергосистемы на много больше мощности ВЭУ, электрическая машина будет находиться в синхронизме в широком диапазоне изменения мощности, развизаемой ветродвигателем. Недостатки применения синхронной машины состоят в том, что при определенных ветровых условиях она может переходить на работу в режим двигателя и потреблять энергию из энергосистемы, а при резких порывах ветра появляется большая вероятность выпадения ее из синхронизма. Последующая синхронизация машины и подключение ее к энергосистеме являются сложным процессом.

Асинхронный генератор. Если асинхронная машина приводится во вращение с частотой, большей, чем синхронная частота, она работает как генератор. До тех пор, пока под действием привода частота вращения машины превышает синхронную частоту, она подает электроэнергию в энергосистему с частотой, равной частоте сети. Однако использование в ВЭУ асинхронной машины имеет три следующих недостатка: при одном и том же ветровом режиме она вырабатывает меньше энергии, чем синхронная машина; она работает с меньшим коэффициентом мощности ($\cos \phi$), обусловленным большими токами намагничивания, которые приблизительно пропорциональны квадрату напряжения; наконец, она более дорогая по сравнению с синхронной машиной. Следует отметить,

однако, что последний недостаток компенсируется снижением затрат на механизмы системы регулирования, поскольку в случае использования асинхронной машины допускается менее точное поддержание частоты вращения ветроколеса.

Преобразование электрической энергии по схеме «переменное напряжение — постоянное напряжение — переменное напряжение» осуществляется следующим образом. Переменное напряжение переменной частоты от синхронного генератора преобразуют сначала в постоянное напряжение, а затем в переменное напряжение требуемой постоянной частоты для подачи электроэнергии в энергосистему. Перки Томас предложил модификацию этой схемы с использованием генератора постоянного тока, соединенного с вращающимся преобразователем напряжения. Но мощность генераторов постоянного тока ограничена их приемлемыми размерами, а вращающиеся преобразователи напряжения малозффективны [5.17]. Преобразование по схеме «переменное напряжение — постоянное напряжение — переменное напряжение» может быть успешно осуществлено на базе полупроводниковых приборов. Такие преобразователи мощностью от одного до нескольких мегаватт широко применяются на передачах постоянного тока высокого напряжения [5.18]. Их недостатком является высокая стоимость. Однако при расположении ВЭС большой мощности на значительном расстоянии от энергосистем именно передачи постоянного тока оказываются наиболее эффективными.

Специальные схемы возбуждения. Синхронный генератор с модулированным выходным напряжением. Из различных предложенных схем данного типа наибольший интерес представляет преобразовательная схема с выходным напряжением, модулированным низкой частотой [5.19]. В этой схеме напряжение возбуждения синхронного генератора — переменное с частотой 60 Гц. Выходное напряжение, промодулированное синусоидальными колебаниями, выпрямляется и подается на фильтр для получения на выходе переменного напряжения с частотой 60 Гц. Хотя идея этого метода интересна, основанная на ней система получается дорогой и сложной. Возбуждение переменным током требует, чтобы электрическая машина была выполнена полностью шихтованной. К тому же преобразование напряжения на выходе генератора требует использования полупроводниковых приборов. В результате количество полупроводниковых приборов, имеющихся в выпрямительно-инверторной и в данной схемах, может быть сравнимо, в то время как последней недостает экономического преимущества схемы преобразования «переменное напряжение — постоянное напряжение — переменное напряжение», которая используется в передачах постоянного тока высокого напряжения. Кроме того, чтобы поддерживать малое отношение модуляции, что является очень важным, частота генерируемого напряжения, а следовательно, и частота вращения генератора должны быть высокими.

Некоторые из рассмотренных выше схем уже были использованы в ВЭУ в прошлом. Однако каждая из них имеет свои недостатки

ки. В Университете штата Висконсин (Милуоки) были исследованы две системы, которые могут оказаться более эффективными, чем рассмотренные выше. Эти системы используют: первая — коллекторный генератор переменного тока, вторая — асинхронный генератор с питаемым ротором.

Коллекторный генератор переменного тока. Он упоминается в [5.20] как возможный для применения в ВЭУ, хотя и не был использован ранее в какой-либо сооруженной установке. Действи-

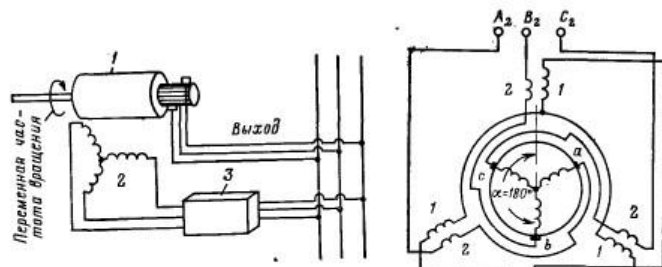


Рис. 5.3. Принципиальная схема коллекторного генератора переменного тока:

1 — ротор генератора; 2 — обмотки возбуждения; 3 — блок управления.

Рис. 5.4. Электрическая схема коллекторного генератора переменного тока:

1 — обмотки возбуждения; 2 — компенсационные обмотки.

тельно, это предложение является перспективным применительно к ВЭУ мощностью, вероятно, не превышающей 1000 кВт [5.21—5.23].

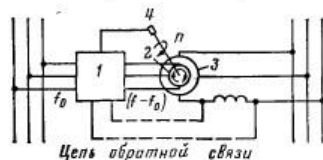
Преимущество этой системы заключается в том, что частота напряжения на выходе коллекторного генератора переменного тока равна частоте напряжения возбуждения независимо от частоты вращения ротора. В этом отношении коллекторная машина переменного тока подобна машине постоянного тока. Если возбуждение машины осуществляется током 60 Гц, машина будет генерировать переменное напряжение такой же частоты (рис. 5.3 и 5.4).

Конструктивно машина достаточно проста, ее якорь подобен якорю машины постоянного тока. Стоимость коллекторного генератора переменного тока близка к стоимости генератора постоянного тока, и поэтому с экономической точки зрения он конкурентоспособен. Кроме того, в нем отсутствуют дополнительные устройства. Наконец, машина может быть спроектирована и работать с намного большим $\cos \phi$, чем асинхронный генератор, у которого, как известно, низкое значение $\cos \phi$ является большим недостатком.

Асинхронный генератор с питаемым ротором. Асинхронные машины работают как генераторы, когда их частота вращения больше, чем синхронная частота. Такой асинхронный генератор уже был использован в мощных установках [5.20]. Однако в прошлом были выдвинуты серьезные возражения против применения этих машин для работы в энергосистеме [5.24]. Для того чтобы получить приемлемую мощность, диаметр этих машин вследствие низкой частоты вращения должен быть достаточно большим. Для удовлетворительной работы машина должна иметь большой воздушный зазор, что приводит к большому увеличению тока намагничивания, который должна обеспечить энергосистема при малом $\cos \phi$.

Рис. 5.5. Схема асинхронного генератора с питаемым ротором:

1 — генератор тока частоты скольжения; 2 и 3 — соответственно ротор и статор асинхронного генератора; 4 — датчики частоты вращения;



Главное преимущество асинхронного генератора состоит в том, что напряжение на его выходе имеет постоянную частоту при изменении частоты вращения ротора в некоторых пределах и ему свойственна большая устойчивость, чем синхронной машине. Последнее обстоятельство крайне важно в связи с тем, что ВЭУ становятся довольно мощными.

Чтобы преодолеть указанный выше серьезный недостаток асинхронного генератора (малый $\cos \phi$), предлагается питать ток ротор машины. Такой генератор (рис. 5.5) подобен асинхронному генератору с фазным ротором. Обмотки его ротора подсоединены к контактным кольцам. Питание обмоток осуществляется через эти контактные кольца от дополнительного генератора напряжения с частотой скольжения¹. Абсолютное значение и фаза указанного напряжения могут изменяться. Изменением фазы напряжения, подаваемого в цепь ротора, имеющего частоту, равную частоте скольжения, $\cos \phi$ асинхронного генератора может быть улучшен.

Исследуется вопрос определения наиболее целесообразной номинальной мощности генератора напряжения с частотой скольжения, чтобы обеспечить работу основного генератора с более высоким $\cos \phi$. Это может обеспечить возможность экономической конкурентоспособности указанной схемы.

Генератор напряжения с частотой скольжения. Раньше напряжение с частотой скольжения генерировалось с помощью машин типа Шербиус. Добавление к системе дополнительной машины делает ее более громоздкой и повышает стоимость. После появления полупроводниковой техники для получения напряжения с частотой

¹ По терминологии, принятой в СССР, такой генератор с питаемым ротором называется асинхронизированным. (П р и м е ч. л е р.)

скольжения предложены различные новые устройства, приводимые ниже.

Одним из таких устройств является частотный модулятор. При его использовании сигнал с частотой f генерируется обычным генератором с приводом от главного вала, модулируется частотой сети f_0 и подается на фильтр для получения сигнала $(f - f_0)$.

По схеме «напряжение с частотой f_0 — постоянное напряжение — напряжение с частотой скольжения sf_0 » напряжение сети с частотой f_0 выпрямляется и подается на инвертор. Тиристоры открываются управляющим сигналом таким образом, чтобы получить напряжение с частотой скольжения. Если полупроводниковые управляющие приборы использованы как в инверторной, так и в выпрямительной цепях, эта схема может работать в обоих направлениях.

Для получения напряжения с частотой скольжения может быть применен также преобразователь частоты. Поскольку частота скольжения мала по сравнению с частотой сети f_0 , то может быть разработан преобразователь частоты для генерирования напряжения с частотой скольжения на базе использования современной электронной техники больших мощностей.

Во всех рассмотренных системах между генератором напряжения с частотой скольжения и контактными кольцами ротора основного генератора при необходимости может быть установлен усилитель мощности.

Преимуществом этих схем перед другими схемами является то, что используемые в них полупроводниковые приборы рассчитываются только на мощность, необходимую для возбуждения основного генератора, тогда как в других схемах полупроводниковые приборы рассчитываются на всю мощность ВЭУ.

С использованием в системе управления частотой вращения асинхронного двигателя подобной полупроводниковой техники, рассчитанной на $1/3$ установленной мощности, получено увеличение значения $\cos \phi$ до 0,95 [5.25, 5.26]. Учитывая, что пределы изменения частоты скольжения в асинхронном генераторе меньше, чем в двигателе, преимущества в этом случае могут быть более значительными.

5.2. РОЛЬ ВЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Подавляющее большинство ВЭУ, построенных в прошлом, имели мощность, не превышающую нескольких киловатт. С современной точки зрения с учетом перспективы использования энергии ветра в энергосистемах необходимы ВЭУ более мощные, для того чтобы уменьшить общие затраты на выбор и подготовку строительных площадок, сооружение и эксплуатацию установок, создание подъездных путей, линий электропередачи, распределительных устройств, оборудования защиты и других компонентов ВЭУ. Известно много ВЭУ различного типа. Однако доказано, что только двигатели с крыльчатим ветроколесом перспективны для создания установок мощностью в несколько мегаватт [5.1].

Поэтому в ВЭУ, которые будут использованы энергосистемами в ближайшем будущем, и, в частности, в установках, которые должны быть сооружены Министерством энергетики США в различных энергосистемах, будет использована эта концепция. Они, вероятно, будут иметь двухлопастное ветроколесо диаметром 45—90 м с системой регулирования поворотом лопастей, автоматически ориентирующееся относительно направления ветра, связанное с синхронным генератором мощностью 200—2000 кВт и вращающееся с постоянной частотой. Предполагается, что основным фактором, ограничивающим мощность этих ВЭУ, будут возможности технологии изготовления лопастей.

Даже самые крупные ВЭУ, которые можно сейчас себе представить, имеющие установленную мощность 1500—3000 кВт, еще несоизмеримо малы по современным понятиям для энергосистем. Так, новые энергоагрегаты, работающие на угле и ядерном топливе, имеют мощность 1000 МВт. По сравнению с этими агрегатами ВЭУ значительно проще по конструкции, однако их необходимо иметь в большом количестве: для того чтобы получить такую же годовую выработку энергии, как на электростанции указанной мощности, работающей на угле или ядерном топливе, требуется около 1500 ВЭУ единичной мощностью 1500 кВт, работающих с коэффициентом использования установленной мощности около 0,35.

К основной стоимости ВЭУ добавляются значительные затраты на оборудование, необходимое для обеспечения надежной работы энергосистемы. К этому следует добавить затраты на аренду или приобретение земли для такого большого количества ВЭУ. В одном недавно выполненном исследовании [5.27] было показано, что стоимость линий электропередачи, распределительных устройств и оборудования защиты, необходимых для ВЭС, находится в пределах от 100 до 300 долл/кВт в зависимости от количества ВЭУ, входящих в ВЭС, интервала между ними и удаленности ВЭС от сетей энергосистемы. Следует также учитывать, что перебои в выработке энергии на ВЭС вследствие отсутствия ветра являются более частыми, чем на ТЭС вследствие аварий, поэтому при наличии ВЭС потребуются, по всей вероятности, больший резерв.

В предыдущей главе показано, что для использования в ВЭУ предложены различные схемы преобразования механической энергии в электрическую [5.28, 5.29]. В этих схемах предусмотрено использование синхронного и асинхронного генераторов, генераторов постоянного тока с инвертором и переменного тока, вырабатывающего напряжение постоянной частоты при переменной частоте вращения вала. Основное преимущество двух последних схем состоит в том, что они, в принципе, более эффективны, поскольку допускают изменение частоты вращения ветроколеса в широких пределах, что обеспечивает более высокий коэффициент использования энергии ветра. Однако эти схемы при их реализации имеют большую стоимость, чем схемы с асинхронным или синхронным генераторами, применение которых требует в первом случае поддер-

жания частоты вращения, близкой к постоянной, а во втором — строго постоянной. Это и некоторые другие факторы снижают эффективность таких схем. Однако синхронным генераторам, требующим постоянную частоту вращения, отдается в настоящее время предпочтение вследствие присущей им совокупности следующих положительных качеств; вероятность возникновения резонансных вибраций конструкции меньше, из-за постоянной частоты вращения ветроколеса;

генератор не потребляет из сети реактивную мощность; технология производства генератора хорошо отработана, а его масса меньше, чем у других систем.

Ряд исследований и разработок [5.30—5.32] сконцентрирован сейчас на создании таких узлов ВЭУ, которые минимизировали бы стоимость вырабатываемой электроэнергии. Задача осложняется в

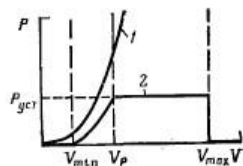


Рис. 5.6. Энергетические характеристики:

1 — располагаемая мощность ветрового потока, приходящаяся на площадь, ометаемую ветроколесом; 2 — мощность, развиваемая ветродвигателем; $P_{уст}$ — установленная мощность; V_{min} — минимальная рабочая скорость ветра; V_p — расчетная скорость ветра; V_{max} — максимальная рабочая скорость ветра.

связи с трудностью оценки экономических и производственных характеристик компонентов ВЭУ, так как их стоимость изменяется в широких пределах в зависимости от объемов производства. Другими словами, стоимость компонентов ВЭУ существенно зависит от того, составляет ли суммарный выпуск 10 или 1000 установок.

Предпроектное исследование, выполненное по имеющимся данным, показало, что установка должна иметь энергетическую характеристику, представленную на рис. 5.6. При скорости ветра ниже минимальной рабочей V_{min} ВЭУ не работает. При скорости ветра больше расчетной V_p , соответствующей минимальной скорости, при которой развивается установленная мощность, угол поворота лопастей регулируется так, чтобы поддерживать постоянную мощность. Обычно V_{min} выбирается равной приблизительно 0,5 V_p , а V_p — несколько большей V_p , для которой проектируется ВЭУ. Выше определенной скорости ветра, называемой максимальной рабочей скоростью V_{max} , ВЭУ останавливается, чтобы избежать повреждения от ветра, имеющего буревые скорости.

Хотя, как можно видеть из рис. 5.6, при высоких скоростях ветра часть располагаемой энергии недоиспользуется вследствие того, что эксплуатационная характеристика имеет пологую форму, распределение вероятностей действия различных скоростей ветра таково, что ветры с большими скоростями наблюдаются редко и их энергия составляет относительно небольшую часть суммарной энергии.

В качестве примера результатов выполненного исследования можно привести следующий: ВЭУ мощностью 1500 кВт, имеющая

оптимальные параметры для работы при $V_p=8$ м/с, будет иметь коэффициент использования установленной мощности около 0,35 и вырабатывать в год около $7 \cdot 10^6$ кВт·ч энергии.

Изменение развиваемой ВЭУ мощности обусловливается атмосферными явлениями, и для энергосистем крайне важны их проявления за определенные характерные периоды времени. Кратковременные изменения скорости ветра, вызываемые порывами, могут влиять на мощность каждой конкретной ВЭУ, однако в этом случае изменения мощности усредняются по территории даже при относительно небольшом количестве установок.

Долговременные изменения скорости ветра вызываются различными факторами, суточными и сезонными циклами и будут влиять на суммарную мощность большой группы ВЭУ, расположенных в определенной зоне, в той же степени, что и на мощность каждой конкретной установки. Это затрудняет обеспечение эффективной эксплуатации ВЭУ в энергосистеме: изменения скорости ветра в пределах нескольких секунд порождают проблему создания условий устойчивой синхронной работы ВЭУ с сетью, а изменения скорости ветра в пределах примерно минуты могут привести к затруднению обеспечения надежности электроснабжения; изменения скорости ветра за более длительные периоды времени создают различные диспетчерские проблемы, в частности, связанные с планированием выработки энергии отдельными электростанциями, выбором рациональной структуры генерирующих мощностей, требуемых энергосистеме. Какой диапазон изменения значений мощности ВЭУ может вызывать указанные трудности, зависит от того, какая часть суммарной нагрузки энергосистемы покрывается за счет энергии ветра.

Различные аспекты перечисленных проблем находятся на стадии исследования, и их воздействие на технические и экономические показатели использования энергии ветра в энергосистемах еще не совсем ясно. Однако предварительные результаты одного из исследований, выполненного отделением фирмы General Electric Company (GE), показывают, что все указанные проблемы могут быть просто решены с помощью обычных систем управления и защиты, используемых в энергосистемах. Если считать, что проблемы, связанные с устойчивостью и надежностью, настолько серьезны, что заслуживают большого внимания, то возможное решение в области устойчивости системы может состоять, например, в том, чтобы при подключении ВЭУ к энергосистеме она получала всегда значительно большую мощность от тепловых электростанций, чем от ВЭС. Для решения проблемы обеспечения надежности электроснабжения требуется изменение мощности вращающегося резерва.

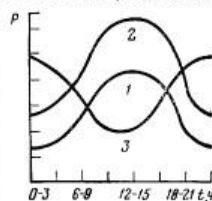


Рис. 5.7. Суточный цикл удельной располагаемой средней мощности ветрового потока при различных ветровых режимах:

1 — слабый; 2 — средний; 3 — интенсивный.

На рис. 5.7 показаны характеристики изменения мощности ветрового потока за средний суточный цикл для слабых, умеренных и интенсивных ветровых режимов. Заметим, что при слабых и умеренных ветровых режимах, при которых вырабатывается основная часть энергии, пики осредненной характеристики приблизительно совпадают с пиками суточного графика нагрузки энергосистемы¹.

Наличие такого соответствия способствует увеличению ценности ветроэнергии для энергосистем, так как в период пиковой нагрузки обычно используются электростанции, работающие на органическом топливе, эксплуатационные издержки которых велики.

5.2.1. ЭКОНОМИКА СИСТЕМНОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Экономическая оценка использования энергии ветра применительно к энергосистемам состоит в сравнении общей стоимости ВЭУ для энергосистем с суммарной денежной экономией, получаемой в результате замещения энергии тепловых электростанций. При оценке эффективности ветровой энергии требуется, чтобы кроме определения денежной экономии, получаемой вследствие уменьшения потребления топлива, была также подсчитана дополнительная экономия, которая может быть достигнута в результате изменения затрат на приобретение генерирующего оборудования тепловых электростанций.

Закупка энергосистемой ВЭУ может повлиять также и на изменение типа тепловых генерирующих установок, которые должны были бы быть приобретены в варианте без ВЭУ, и привести за счет этого к экономии части денежных средств, предусмотренных на эти цели. Эта особенность, также связанная с экономией, увеличивает ценность использования энергии ветра для энергосистемы по сравнению с уровнем, подсчитанным исходя только из сокращения расхода топлива.

При анализе экономических показателей использования энергии ветра в энергосистемах требуется рассмотрение различных вопросов, таких, как выбор строительных площадок и проектирование ВЭУ, которые являются общими для экономики всех направлений использования энергии ветра. Наряду с этим должны быть рассмотрены такие специфические для энергосистем факторы, как требования к надежности энергоснабжения, суточные и сезонные изменения нагрузки, приобретение и планирование работы различных генерирующих установок с учетом их маневренности. Кажущиеся очевидными заключения относительно того, как ВЭУ должны использоваться энергосистемами (например, использование аккумулялирующей системы в сочетании с ветроустановками или замещение энергией ВЭУ наиболее дорогостоящих видов сжигаемого топлива) могут в результате более глубокого и всестороннего ана-

¹ Такое совпадение имеет место только в определенных зонах и не характеризует общую закономерность (Примеч. ред.).

лиза оказаться ошибочными. Сложность задачи состоит в приспособлении аналитических методов расчета энергосистем с ТЭС для исследования вопросов использования ВЭС. Методы, применяемые при определении потребности в тепловом генерирующем оборудовании, т. е. при планировании необходимых закупок нового оборудования и расчете их режимов работы, предполагают, что электростанции регулярно участвуют в покрытии суточных, недельных и сезонных графиков нагрузок, а также что для покрытия нагрузок энергосистемы используют мощности всех генерирующих установок, за исключением тех, которые находятся в вынужденном простое.

Исключение из этих положений составляют ГЭС, не имеющие водохранилищ и работающие без регулирования речного стока, мощность которых может изменяться в результате выпадения осадков. Однако мощность таких ГЭС не изменяется с такой скоростью и так часто, как может изменяться мощность ВЭС. К тому же суммарная мощность ГЭС, работающих по водотoku, составляет обычно малую долю суммарной мощности энергосистемы. ВЭС резко отличаются от обычных электростанций тем, что для них характерны значительные и частые колебания мощности.

Традиционные аналитические методы, применяемые в расчетах энергосистем, основываются, как уже отмечалось выше, на регулярности графиков нагрузок тепловых генерирующих установок, и определение режимов их работы осуществляется с помощью упрощенных приемов, например такого приема как использование кривых продолжительности суммарных нагрузок за месяц и год. Эти приемы не рассматривают режим работы энергосистемы в хронологической последовательности. Такие методы не могут быть непосредственно использованы для анализа возможной роли ВЭС в энергосистеме. Они должны быть дополнены анализом, который с достаточной строгостью учитывал бы закономерности в изменении скорости ветра, или должны быть использованы приемы, которые рассматривают режимы совместной работы ТЭС и ВЭС в хронологической последовательности. Эти приемы обладают тем достоинством, что они наглядны, однако и их практическое использование затруднительно.

5.2.2. ГАРАНТИРОВАННАЯ МОЩНОСТЬ

Хотя термин «гарантированная мощность»¹ не имеет четкого определения в работах по энергетике, но употребляется при анализе использования электрической энергии, получаемой за счет преобразования энергии ветра и Солнца, чтобы подчеркнуть особую значимость мощности ТЭС, которая замещается мощностью установок, использующих эти нерегулярные источники энергии.

¹ В оригинале используется термин «capacity credit». Имеется в виду некоторая часть мощности ВЭС, способная вытеснить мощность других электростанций энергосистемы. (Примеч. пер.).

Часто принимается, что гарантированная мощность ВЭУ равна нулю, т. е. что энергия ветра является настолько ненадежной, что при любых методах и способах ее практического использования не уменьшается потребность в мощности ТЭС.

Энергия, получаемая путем преобразования энергии ветра, служит в качестве «средства экономии топлива», так что ее значимость для энергосистемы оценивается только количеством топлива, которое удается сэкономить за счет использования энергии ветра [5.30, 5.33]. В этом случае экономическая эффективность применения ВЭУ определяется стоимостью сэкономленного топлива.

Следует отметить, что понятия «гарантированная мощность» и «средство экономии топлива» основаны на очень упрощенном взгляде на работу энергосистем. При этом не учитывается сложность энергосистем из-за разнообразия энергоустановок, каждая из которых характеризуется различным сочетанием показателей надежности, инерционности тепловой части, эффективности. Наиболее важно, что в предположении об «отсутствии гарантированной мощности» не учитывается тот факт, что для энергосистем при сохранении одинаковой суммарной мощности ТЭС возможна экономия значительных денежных средств за счет уменьшения капитальных вложений путем закупки пиковых энергоустановок, для которых характерны относительно низкая стоимость и высокие эксплуатационные издержки, вместо более дорогих базисных энергоустановок с низкими эксплуатационными издержками. Такое изменение в структуре оборудования, связанное с закупкой ВЭУ, имеет смысл в том случае, если будет установлено, что пиковые установки смогут быть использованы главным образом для обеспечения требуемого уровня системной надежности при сжигании относительно малого количества топлива. В этом варианте при предположении, что для ВЭУ принято «отсутствие гарантированной мощности», суммарная стоимость ВЭУ должна быть компенсирована некоторой комбинацией экономии топлива и капитальных вложений.

Прямая связь между гарантированной мощностью и экономической энергосистемы отсутствует, а именно экономика в конечном счете представляет наибольший интерес. Понятие «гарантированная мощность» недостаточно точное. Его использование представляет собой попытку с помощью одного показателя оценить эффективность ВЭС для любых энергосистем, тогда как в действительности им свойственны многообразные характеристики, которые являются специфическими для каждой конкретной энергосистемы.

В связи с тем что энергосистемы в США обычно являются частными и владельцы сами планируют закупки генерирующих установок различного типа, замена ВЭУ тепловых установок обычно вызывает вообще изменение в закупках или отказ от приобретения некоторых типов тепловых установок.

Вследствие различия в надежности различных генерирующих установок одни установки не могут быть заменены другими из рас-

чета киловатт на киловатт с сохранением постоянного уровня надежности энергосистем. Таким образом, гипотетическая гарантированная мощность — непосредственное уменьшение общей тепловой мощности вследствие использования энергии ветра — будет различной при переходе от одной энергосистемы к другой в зависимости от исходного существующего оборудования и плана закупки нового оборудования, которые должны последовать в варианте, не предусматривающем использование ВЭС.

Расчеты экономической эффективности использования энергии ветра, основанные на характеристиках изменения его скорости, структуры стоимости тепловых энергоустановок и принятого уровня надежности, связанных со специфической конкретной энергосистемой, обеспечивают непосредственную многофакторную оценку конкурентоспособности ветроэнергетики. Использование понятия «гарантированная мощность» является как бы завуалированным обходом этого центрального вопроса.

5.2.3. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Полученные к настоящему времени результаты, относящиеся к экономике использования энергии ветра энергосистемами, носят общий характер, являются предварительными и требуют более детальных исследований. Тем не менее на основе выполненных исследований сделан ряд выводов, позволяющих в некоторой степени судить о роли, которую может играть энергия ветра для выработки электрической энергии.

Направление использования ВЭС в энергосистемах, требующее наименьших затрат, состоит в том, чтобы подавать выработываемую электроэнергию непосредственно в сеть без применения аккумулялирования или компенсирующей мощности, предназначенной специально для ВЭС. При этом мощность других электростанций энергосистемы необходимо непрерывно регулировать, чтобы покрывать разницу между суммарной нагрузкой энергосистемы и мощностью развиваемой ВЭС. Таким образом, при использовании ВЭС, вероятно, требуется большее количество генерирующих установок, способных к быстрому изменению мощности за интервалы времени от нескольких минут до нескольких часов. Такими установками являются газовые и гидравлические установки или аккумулялирующие устройства типа батарей. Большие паровые установки, мощность которых можно изменять только медленно, не могут легко обеспечить компенсацию колебаний мощности ВЭС. К тому же энергосистеме требуется большее количество пиковых установок для того, чтобы обеспечить резервную мощность для периодов времени, когда уменьшение скоростей ветра или энергетическое затишь совпадают с пиковыми нагрузками.

Наличие аккумулялирования может облегчить диспетчерские проблемы, возникающие вследствие изменчивости скорости ветра. Однако аккумулялирование и использование энергии ветра не являются так тесно связанными, как иногда полагают. Согласно перспекти-

ве развития энергосистем использование аккумулирующих установок является просто методом обеспечения пиковой мощности и, как таковые, они должны конкурировать с альтернативными пиковыми установками при любом способе их применения. Использование аккумулирующих устройств для каждой ВЭУ или даже группы ВЭУ мало вероятно, поскольку эти устройства очень дорогостоящие. Затраты энергосистемы на аккумулярование должны побуждать использовать его для различных функций, и аккумулирующие объекты следует размещать исходя из условий эксплуатации энергосистемы в целом.

Сочетание аккумулярования и использования энергии ветра представляется целесообразным в ситуациях, когда для покрытия части базисной нагрузки широко применяется приплотинная гидроэлектростанция, которая путем увеличения количества гидроагрегатов может быть при умеренных затратах преобразована в пиковую электростанцию. В частности, отсюда логично предположить, что руководство гидроэлектростанций в западных штатах США, изыскивающее новые источники энергии для обеспечения растущего электропотребления, может найти в развитии ветроэнергетики привлекательную возможность решения проблемы [5.30, 5.34].

Дополнительными факторами, стимулирующими такое решение, являются благоприятный налог и правила финансирования, регулирующие капитальные вложения, осуществляемые государственными органами управления энергетикой, которые стремятся сделать дорогие по капитальным вложениям ВЭС относительно менее дорогими для государства, чем для частных энергосистем.

Другим перспективным направлением использования энергии ветра является обеспечение энергией островов и удаленных населенных пунктов, расположенных в районах с интенсивными ветровыми режимами. В таких местах энергия часто обеспечивается дизельными и турбинными установками, сжигающими дорогостоящее топливо с низким КПД. Развитие ветроэнергетики является здесь наиболее конкурентоспособным, чем где-либо в другом месте, не только благодаря высокой стоимости энергии, вырабатываемой дизельными и турбинными установками, но и в связи с тем, что эти высокоманевренные установки обеспечивают идеальную компенсацию колебаний мощности ВЭС.

В качестве примера некоторых специфических результатов можно отметить результат исследования, выполненного фирмой GE. Использование модели планирования энергосистемы показало, что экономически оправданные удельные капитальные вложения при стоимости топлива и энергоустановок в ценах 1975 г. изменяются от 200 до 400 долл/кВт в зависимости от района страны и ветровых режимов внутри района [5.35]. Около половины удельных капитальных вложений может быть отнесено за счет экономии топлива, а остальное — за счет экономии капитальных вложений на тепловое оборудование при структуре генерирующих мощностей на уровне 80-х годов.

К 2000 г. при предполагаемой структуре генерирующих мощностей, при которой значительный удельный вес будут иметь дорогие по капитальным затратам ядерные электростанции, экономия, которая может быть получена за счет снижения мощности генерирующих установок, составит около двух третей общей ее величины. В результате 20 %-ного увеличения стоимости электростанций и ежегодного увеличения стоимости угля и ядерного топлива на 2 %, нефти — на 5 %, газа — на 15 % получено значение экономически эффективных удельных капитальных вложений около 700 долл/кВт для северо-восточных штатов США. Эти прогнозы обеспечивают более реалистичный взгляд на ценность использования энергии ветра в будущем.

Оценка стоимости изготовления и монтажа ВЭУ очень сильно зависит от исходных предположений о стоимости первой установки, эффективности их технических усовершенствований по мере накопления опыта, а также от объема производства. Максимальный предел эффективной (допустимой) стоимости ВЭУ составляет от 500 до 700 долл/кВт для сотой установки, если принята 90 %-ная кривая удешевления продукции, т. е. когда ее стоимость уменьшается на 10 % для каждого удвоенного объема производства.

Фирма GE представила на рассмотрение комиссии ERDA проект ВЭУ стоимостью 1586 долл/кВт (в ценах 1975 года) для второй ВЭУ мощностью 1500 кВт. Приняв за базу эту величину, получим, что при 90 %-ной кривой удешевления продукции стоимость снижается как раз до 700 долл/кВт для сотой установки.

Всесторонний анализ затрат при использовании энергии ветра, связанных как с положительным, так и отрицательным влиянием на окружающую среду, в сравнении с влиянием альтернативных тепловых установок не был выполнен. Ясно, что загрязнение воздушной и водной среды будет уменьшено, если использовать ВЭУ вместо дополнительных тепловых электростанций, сжигающих топливо. В то же время в числе отрицательных воздействий на окружающую среду, связанных с использованием энергии ветра, известны только помехи телевидению, микроволновые помехи и «ухудшение» внешнего вида окружающей среды. Если выбирать месторасположение ВЭУ с большим вниманием, то указанные две проблемы могут быть сведены к минимуму.

Можно предположить, что сравнительный анализ покажет, что с точки зрения факторов неэкономического характера использование энергии ветра является целесообразным.

5.2.4. ГИДРОАККУМУЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГИИ

С технологической точки зрения решающим фактором, ограничивающим широкое использование ветра и Солнца в качестве природных источников энергии, является трудность приспособления их изменяющейся мощности к изменениям энергетических потребностей. Мощная энергосистема с различными источниками энергии и может в некоторой степени упростить проблему, но в целом она может быть решена только путем применения каких-либо видов

5.3. ПРОЕКТНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ФИРМЫ GENERAL ELECTRIC COMPANY ПО СОЗДАНИЮ ВЭУ ДЛЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

аккумуляции энергии. Различные способы аккумуляции еще только предлагаются, в то время как гидроаккумуляция применяется достаточно широко.

Изменения мощности ВЭУ могут быть компенсированы путем подъема воды с помощью насосов в аккумулярующий резервуар, расположенный выше ГЭС, в периоды избытка энергии и последующего использования воды с целью получения дополнительной энергии в сети в периоды ее дефицита. Как и в любой системе аккумуляции энергии, здесь имеются потери, связанные с процессом заряд-разряд, причем энергия заряда и разряда относится примерно как 3 : 2 или 4 : 3.

Гидроаккумуляционные станции существуют много лет. Исследованиями [5.36] и [5.37] выявлено около 700 участков (преимущественно новых) в штатах Аризона, Калифорния, Невада, Юта, Айдахо, Орегон, Вашингтон и на западе штата Монтана, имеющих благоприятные условия для строительства ГАЭС с потенциальной мощностью более 2000 ГВт. За немногим исключением, выбор участков был основан на камеральной обработке данных изысканий с учетом таких факторов, как топография, возможные размеры водохранилищ, наличие воды, длительность рабочего цикла (суточное, недельное или сезонное регулирование).

Хотя мощность существующего оборудования ГЭС кажется достаточной для ближайших 5 лет развития систем, прошлый опыт показывает, что после утверждения и выделения необходимых ассигнований потребуется по крайней мере 5 лет для того, чтобы привести мощность ГЭС в соответствие с требуемой.

ВЭС в сочетании с гидроаккумуляцией энергии в отношении влияния на окружающую среду имеет очевидные преимущества перед ТЭС и АЭС. Не считая этого фактора, одного потребления невозобновляющихся энергетических ресурсов ТЭС достаточно для того, чтобы оправдать строительство ВЭС с ГАЭС.

Некоторое воздействие на окружающую среду, такое, как использование земли для сооружения ВЭС и ГАЭС, будет иметь место. При расстоянии между ВЭУ, входящими в состав ВЭС, равном десяти диаметрам ветроколеса, непосредственно опорные фермы занимают менее 1 % общей площади, что позволяет использовать остальную площадь для других нужд, например для сельского хозяйства. Эстетическое и шумовое воздействия существенны, только если ВЭУ размещены непосредственно в населенном пункте, что мало вероятно.

Возможные телевизионные помехи от ВЭС могут быть ослаблены путем выполнения кабельной связи телевизионных приемных установок с удаленными антеннами. Не исключено, что места расположения ВЭС станут, скорее, достопримечательностью и зонами отдыха, чем зоной отрицательного влияния на ландшафт. Прежде чем ВЭС большой мощности будут созданы, должна быть выполнена тщательная оценка возможного воздействия развития ветроэнергетики на окружающую среду и социально-экономических аспектов такого развития.

Программа исследования является составной частью Федеральной ветроэнергетической программы и выполнялась для комиссии ERDA под руководством отдела управления NASA-LeRC Wind Power Office, Power Systems Division. Эта работа представляла собой одно из двух параллельных исследований, осуществляемых с целью оценки возможности экономически эффективного использования энергии ветра для выработки электрической энергии. В этом исследовании фирме GE была оказана помощь со стороны фирмы Hamilton Standard Division of the United Technologies Corporation.

Подробно были исследованы два варианта ВЭУ: мощностью 500 кВт для работы на участках со среднегодовой скоростью ветра $V_T = 5,4$ м/с, и мощностью 1500 кВт для использования на участках с $V_T = 8$ м/с. Капитальные вложения в сооружение этих ВЭУ (в ценах 1975 г.) составляли 935 и 430 долл/кВт соответственно для мощности 500 и 1500 кВт. При расчете капитальных вложений исходили из того, что промышленный выпуск составит 100 установок и все разработки будут завершены стадией, когда ВЭУ будет представлять собой «совершенную коммерческую продукцию». Капитальные вложения, связанные с созданием первых установок, естественно, значительно выше.

Капитальные вложения включают: затраты на руководство в течение 3,5 лет программой по изготовлению и строительству 100 ВЭУ, затраты, вызванные подсоединением их к энергосистеме, стоимость оборудования, отдельных систем и подготовки строительной площадки, накладные расходы по контрактам и потере дохода от капитала. Капитальные вложения и предполагаемые эксплуатационные издержки были использованы в экономической модели для того, чтобы оценить стоимость энергии, вырабатываемой ВЭУ, работающей в энергосистеме. Эта стоимость оказалась равной 4,04 и 1,57 цент/(кВт·ч) соответственно для установки мощностью 500 кВт на участке с $V_T = 5,4$ м/с и для установки мощностью 1500 кВт на участке с $V_T = 8$ м/с. Указанная стоимость производимой энергии включает затраты энергосистемы по финансированию закупок и эксплуатации ВЭУ, но не учитывает затрат по распределению энергии и накладные расходы энергосистемы.

Конечная цель этих исследований состояла в том, чтобы создать предварительные проекты экономически эффективных ВЭУ, которые отвечали бы требованиям энергетических компаний. Основные усилия были направлены на решение следующих задач: установление проектных и эксплуатационных требований, предъявляемых к ВЭУ, которые предназначены для подключения к энергосистемам; определение варианта проектирования и эксплуатации ВЭУ, наиболее подходящей для этого направления использования энергии ветра; обоснование наиболее эффективных с точки зрения экономики условий эксплуатации в зависимости от харак-

терных особенностей участков с $V_r = 4 \div 9,4$ м/с и создание двух предварительных проектов ВЭУ с обоснованием их экономических показателей (один применительно к участку с $V_r = 5,4$ м/с, другой с $V_r = 8$ м/с).

Учитывая, что уже полученные данные свидетельствуют о целесообразности продолжения исследований по рассматриваемому применению ВЭУ, намечается исследовать результаты этих и других направляемых NASA параллельных исследований в качестве основы для разработки окончательного проекта и сооружения опытных образцов ВЭУ.

5.3.1. ТРЕБОВАНИЯ К ВЭУ

Часть требований, на основе которых были спроектированы ВЭУ, заданы Центром NASA-LeRC в начале исследования, другие явились результатом знаний и опыта, приобретенных в процессе выполнения исследования. Требования к ВЭУ рассматриваются ниже.

Требования, связанные с подключением ВЭУ к энергосистеме. ВЭУ проектируются для присоединения к линии электропередачи энергосистемы. Предполагается, что это будут распределительные сети или сети с низшим классом напряжения. При специальном исследовании такого присоединения рассматривались следующие вопросы: флуктуация напряжения в сети, значение $\cos \phi$, релейная защита сети и АПВ, помехи телефонной связи, устойчивость работы ВЭУ.

Флуктуации напряжения в сети. Снижение напряжения в сети в связи с подключением к ней ВЭУ может возникнуть в процессе пуска и останова ВЭУ и в результате колебаний их мощности из-за изменений скорости ветра. Для ВЭУ с синхронными генераторами снижение напряжения, происходящее при пуске, может быть полностью предотвращено в результате применения автоматической синхронизации, которая широко используется в энергосистемах. В случае ВЭУ с асинхронными генераторами причиной снижения напряжения в сети будет подключение к генераторам батарей конденсаторов, используемых для улучшения $\cos \phi$.

Одновременные или независимые флуктуации частоты и большие флуктуации напряжения нежелательны для потребителей и должны быть предотвращены. Большие флуктуации напряжения, обусловленные работой ВЭУ, можно допустить, если они случаются редко. Частые же флуктуации напряжения будут вызывать претензии со стороны потребителей энергосистемы, если колебания напряжения не будут соответствовать установленным требованиям.

Коэффициент мощности. Значение $\cos \phi = 1,0$ является оптимальным для энергосистем, так как в этом случае линии электропередачи имеют максимальную пропускную способность. Однако в результате наличия реактивной нагрузки $\cos \phi$ всегда меньше 1, что увеличивает потребность энергосистем в оборудовании.

Поскольку реактивная мощность не может быть экономично передана на большие расстояния вследствие чрезмерных потерь, рав-

ных I^2R , в энергосистемах будет использоваться значительная мощность для того, чтобы вырабатывать реактивную мощность вблизи мест, где энергия потребляется. В результате этого $\cos \phi$ распределительных сетей приближается к единице и обычно равен 0,98. При рассмотрении асинхронных генераторов, у которых $\cos \phi \approx 0,8$, в месте расположения ВЭУ необходима генерация реактивной мощности для максимально возможного увеличения значения $\cos \phi$ в энергосистеме.

Автоматическое повторное включение. Обычно в распределительной сети применяется АПВ линейного выключателя, для того чтобы быстро восстановить подачу электроэнергии потребителям при к. з., например, при перекрытии, возникающем в результате удара молнии. Кроме того, на линиях низкого напряжения (24,9 кВ и ниже), как правило, также устанавливаются устройства АПВ. Линейные выключатели и выключатель ВЭУ должны иметь строго согласованные по максимальному току устройства АПВ: после того как генератор будет отключен, может быть повторно включен линейный выключатель и при отсутствии к. з. генератор может быть вновь включен в систему.

Помехи телефонным линиям связи. Поскольку в выходном напряжении у всех генераторов возникают высшие гармоники, токи высших гармоник могут быть причиной помех в близко проходящих телефонных линиях. Это явление относительно редкое, и в большинстве случаев, когда возникает такая проблема, она решается путем установки неземленных конденсаторных батарей, которые фильтруют гармоники определенной частоты, или, в некоторых случаях, путем перераспределения конденсаторных батарей.

Устойчивость. Потеря устойчивости (синхронизма) синхронным генератором, возникновение которой наиболее вероятно при порывистых ветрах, приводит к высоким пульсирующим токам в сетях и сопровождается флуктуациями напряжения. Работа асинхронного генератора за вершиной его моментно-скоростной характеристики приводит к чрезмерно большим значениям реактивных токов, приближающимся к значению тока при заторможенном роторе, что приводит к нежелательным последствиям. При этих условиях обычно требуется автоматическое отключение и повторное включение ВЭУ после некоторого периода перебора в работе.

Эксплуатационные требования. Основное требование состоит в том, чтобы стоимость вырабатываемой ВЭУ электрической энергии позволяла ей конкурировать с обычно получаемой энергией.

В исследовании рассмотрен и ряд специфических требований к работе ВЭУ, в частности в отношении сроков службы, воздействия окружающей среды и др.

Проектный срок службы. Все неподвижные компоненты ВЭУ, включая башню, были спроектированы исходя из минимального срока службы 50 лет. Для динамических компонентов, которые могут подвергаться периодическому ремонту и замене, минимальный срок службы принят равным 30 годам.

Требования, связанные с воздействием на ВЭУ окружающей среды. ВЭУ должны быть спроектированы так, чтобы надежно противостояли воздействию окружающей среды, характерным для любых районов США. Это означает, что ВЭУ должны быть способны работать в снег, дождь, грозу, град, в условиях обледенения, при песчаных и пылевых бурях. ВЭУ должны нормально работать во влажной соленой среде, а также в экстремальных температурных условиях от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

Характеристики скоростей ветра и модель порывов ветра. Для того чтобы вычислить годовую выработку электроэнергии ВЭУ, Центр NASA-LeRC задал фирме GE кривые распределения скоростей ветра, графики которых для участков, имеющих среднегодовую скорость ветра от 3,6 до 10,7 м/с, представлены на рис. 5.8.

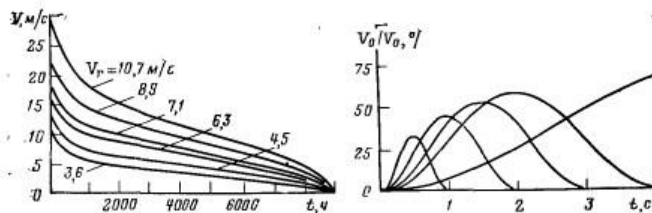


Рис. 5.8. Кривые продолжительности действия скорости ветра V , измеренной на высоте 9,1 м над поверхностью земли (числа на кривых обозначают среднегодовую скорость ветра V_r).

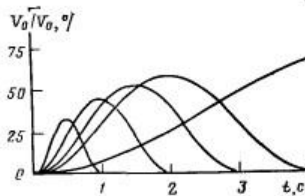


Рис. 5.9. Модель порывов ветра: относительное изменение скорости ветра V_0/V_r в зависимости от продолжительности порыва t .

К ВЭУ предъявляется требование, чтобы их можно было эксплуатировать в условиях обычных (характерных) порывов ветра и чтобы они выдерживали порывы, при которых скорость ветра превышает максимальную рабочую. Кроме того, ВЭУ должны быть спроектированы так, чтобы они не разрушались при максимальной устойчивой скорости ветра около 54 м/с на высоте 9,1 м над поверхностью земли.

Принятые зависимости относительного изменения скорости ветра при порывах от их продолжительности показаны на рис. 5.9. Максимальная амплитуда при любом отдельно взятом порыве приблизительно вдвое больше устойчивого уровня скорости ветра. Максимальное значение скорости ветра при порыве обычно наблюдается в середине периода порыва.

Важным является тот факт, что порывы ветра с меньшей продолжительностью имеют, как правило, меньшую амплитуду, но ее абсолютное значение тем больше, чем сильнее ветер.

Требования к стоимости. Цель исследования заключалась в том, чтобы разработать два предварительных проекта, которые обеспечивали бы минимальную стоимость вырабатываемой энергии

при работе ВЭУ на участках с $V_r=5,4$ и 8 м/с. Минимальная стоимость энергии, выражаемая в центах на киловатт-час, включает составляющие, связанные с капитальными вложениями, эксплуатацией и техническим обслуживанием ВЭУ. Наряду с достижением минимальной стоимости усилия были направлены на то, чтобы добиться требуемой эстетичности сооружения и получить общественное одобрение ВЭУ.

Требования к надежности работы. ВЭУ должны быть спроектированы так, чтобы они могли работать без обслуживающего персонала, при этом надежность работы в автоматическом режиме должна быть такой же, как и при ручном управлении. Должно выполняться условие получения минимум 90%-ной надежности работы ВЭУ при обеспечении нормальной эксплуатации и технического обслуживания наименее надежных узлов и механизмов.

Конструкторский риск. По замыслу исследования предварительные проекты ВЭУ могли выполняться до окончательного проекта и сооружения ВЭУ в пределах примерно двух лет. Таким образом, при проектировании должны использоваться самые последние апробированные решения, материалы и технология изготовления в той степени, в какой их использование минимизирует стоимость производимой электрической энергии. Предполагается, что при создании ВЭУ проектировщики будут использовать в качестве основы данные, апробированные экспериментально.

5.3.2. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ ВЭУ

В этом разделе описаны два предварительных проекта ВЭУ: мощностью 500 и 1500 кВт, которые предназначены для использования на участках с $V_r=5,4$ и 8 м/с.

Общая характеристика проектов. Подходы, реализованные в предварительных проектах, имели ряд особенностей и выразились в том, что была принята постоянная частота вращения ветроколеса, снабженного системой регулирования мощности и частоты путем изменения угла установки лопастей.

Применяется одно двухлопастное ветроколесо, установленное на башне; его рабочее положение — за башней; лопасти типа самолетного винта. Система передачи вращающего момента имеет редуктор с постоянным передаточным отношением. Генератор синхронный. Башня бетонная или ферменной конструкции. Система управления основана на использовании ЭВМ.

На основе результатов исследования по выбору параметров были выданы рекомендации для Управления NASA сосредоточить усилия при разработке предварительных проектов на ВЭУ мощностью 500 кВт для работы на участках с $V_r=5,4$ м/с и мощностью 1000—2000 кВт для работы на участках с $V_r=8$ м/с. Управление NASA приняло эти рекомендации и решило приступить к разработкам ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт. Было установлено, что расстояние от поверхности земли до конца лопасти, находящейся в

нижнем положении, должно быть принято равным 15,2 м вместо предварительно намеченного значения 6,1 м. Это изменение, которое показало экономическую целесообразность увеличения высоты расположения ветроколеса над поверхностью земли, вызвано данными исследования по выбору параметров ВЭУ. Кроме того, чем больше это расстояние, тем равномернее скорости в сечении ветрового потока, площадь которого равна ометаемой ветроколем поверхностью, в результате чего создаются потенциальные условия для уменьшения циклических нагрузок на лопасти ветроколеса.

Первый шаг при разработке предварительного проекта состоял в использовании усовершенствованной версии оптимизационной программы для ЭВМ с целью получения рабочих условий для систем с минимальной стоимостью энергии для указанных выше уровней мощностей ВЭУ и ветровых зон. Результаты, полученные с помощью оптимизационной программы, показаны ниже; эти условия составляют основу для выполнения проектных работ:

Характеристика	$P_{уст} = 500$ кВт	$P_{уст} = 1500$ кВт
Годовая выработка энергии, млн. кВт·ч	1,88	6,62
Коэффициент использования установленной мощности	0,42	0,51
Диаметр ветроколеса, м	55,8	57,9
Частота вращения ветроколеса, об/мин	29	40
Скорость ветра, м/с:		
расчетная	7,27	10,1
минимальная рабочая	3,54	5,11
максимальная рабочая	17,9	22,3
Быстроходность:		
расчетная Z_p	9,0	9,5
при минимальной рабочей скорости ветра	18,5	18,4
при максимальной рабочей скорости ветра	3,67	4,18
Окружная скорость концов лопастей, м/с	84,7	121
Длительность периода, когда скорость ветра больше минимальной рабочей скорости, ч	6257	6568
Длительность работы с установленной мощностью за год, ч	2067	2718

Рабочие условия, определенные программой, были затем использованы при проектировании лопасти и втулки ветроколеса. Эта работа базировалась также на анализе динамического взаимодействия ветроколеса и башни. При составлении проекта генератора и редуктора системы передачи вращающего момента исходили непосредственно из результатов, полученных по машинной программе. Проектирование системы управления представляет собой непрерывный процесс, включающий согласование каждой из главных систем. Первоначально особое значение придавалось минимизации стоимости энергии, вырабатываемой ВЭУ. Снижение этой стоимости включало в себя два аспекта — минимизацию капи-

тальных вложений и эксплуатационных издержек и увеличение до максимума годовой выработки энергии.

Начальные стадии проектных разработок показали, что наиболее эффективным направлением минимизации капитальных вложений является уменьшение массы ВЭУ. Зависимость между массой и стоимостью очевидна для многих видов промышленной продукции, не содержащей сложных технических компонентов, требующих особой производственной технологии или дорогостоящих материалов. Для того чтобы уменьшить массу, необходимо снизить нагрузки на систему так, чтобы при этом не снижалась надежность ее работы.

Следовательно, экономически эффективный проект требует подхода, при котором удастся избежать больших ветровых нагрузок,

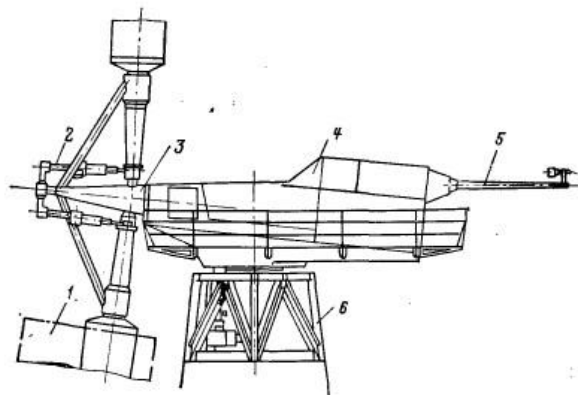


Рис. 5.10. Внешний вид верхней части ВЭУ мощностью 1500 кВт.

обычно имеющих место в результате резкого изменения направления ветра или его высоких скоростей. Это может быть достигнуто путем соответствующей разработки такой системы управления, которая поддерживает режимы ВЭУ, наименее опасные с точки зрения неблагоприятного воздействия внешней среды, в частности быстро изменяющегося направления ветра или его порывов, при которых скорость ветра превышает максимальную рабочую скорость.

Достижение максимума выработки энергии было осуществлено посредством установления наиболее благоприятного уровня мощности и оптимизации проектных рабочих условий, быстроходности Z и частоты вращения ветроколеса. Кроме того, нужно было обеспечить возможность работы ВЭУ в наиболее широком диапазоне изменения скорости ветра. Для этого необходима система управления, которая позволяет осуществлять синхронизацию с сетью

энергосистемы при наименьших рабочих скоростях ветра, бесперебойную эксплуатацию при изменяющихся скоростях порывистого ветрового потока, управление ВЭУ до максимальной рабочей скорости ветра, синхронизацию при всех промежуточных ветровых условиях и в режимах с высокими скоростями ветра, необходимость в которой возникает для повторного пуска ВЭУ после ее останова по техническим причинам или из-за превышения максимальной рабочей скорости ветра.

Основное оборудование ВЭУ. Изображение верхней части ВЭУ мощностью 1500 кВт, полученное в результате выполнения предварительного проекта, представлено на рис. 5.10.

Втулка 3 ветроколеса составляет в диаметре около 7,6 м, а хорда лопасти 1 и толщина лонжерона в корневой части — соответственно 3,6 и 1,5 м. В центральной части ветроколеса смонтиро-

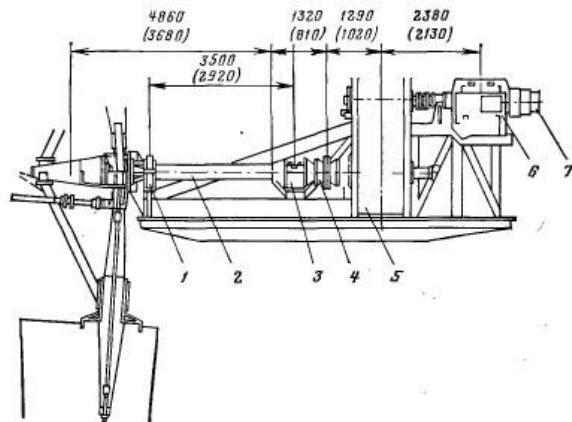


Рис. 5.11. Предварительный проект компоновки оборудования ВЭУ:

1 — главный подшипник № 1; 2 — главный вал; 3 — главный подшипник № 2; 4 — упругая муфта; 5 — редуктор; 6 — генератор; 7 — возбудитель (размеры показаны для установок мощностью 1500 и 500 кВт — последние даны в скобках).

ван механизм 2 изменения угла установки лопастей. Система передачи вращающего момента и генератор расположены внутри головки 4. С правой стороны головки находится измерительная игла 5, которая ориентируется против направления ветра. Головка устанавливается на опорно-поворотный узел 6, оборудованный приводным механизмом азимутальной ориентации, т. е. ориентации в горизонтальной плоскости. Главный вал установлен под углом 6° к горизонту. Это сделано для того, чтобы обеспечить требуемый зазор между лопастью, находящейся в нижнем положении, и башней.

болтовыми соединениями. В любом случае окончательный монтаж ветроколеса должен быть выполнен на строительной площадке внизу, а не на башне.

Предусматривается, что до отправки на строительную площадку весь комплекс узлов и механизмов ветроколеса должен быть проверен. Однако методы необходимой проверки при массовом выпуске ВЭУ еще не ясны. Предполагается, что функциональные испытания прогиба лопастей, деформации втулки и механизма изменения угла установки лопастей должны быть выполнены, как минимум, выборочно.

Для строительства башни ферменной конструкции потребуется в среднем 6—8 нед. В связи с тем что масса такой башни составляет только 40—60 т, требования к фундаменту являются не такими жесткими, как в случае бетонной башни. К тому же для фундамента не будет требоваться полная выдержка в течение 28 дней до того, как на него могут быть установлены стальные секции башни. Стальные элементы, используемые в конструкции башни этого типа, могут быть легко доставлены на строительную площадку грузовым автотранспортом.

При сооружении бетонной башни с централизованного пункта на участок к субподрядчику, обеспечивающему материальное снабжение строительства, могут быть доставлены либо сборные секции, либо строительное сырье для изготовления сборных секций на месте.

Масса бетонных башен оценивается в 225 и 325 т соответственно для ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт, и для этих конструкций потребуются большие фундаменты. Большая масса бетонной башни может привести к необходимости наблюдать за состоянием фундамента в течение всех 28 дней выдерживания бетона перед непосредственным сооружением башни. В результате полное время строительства бетонной башни по оценке составляет 8—12 нед.

Оборудование может быть установлено на башне в один или два этапа. Предпочтительно, чтобы ветроколесо с механизмом регулирования было соединено с головкой на земле, а затем весь агрегат был поднят на башню. При альтернативном варианте сначала на башне должна быть установлена головка, после чего ветроколесо должно быть поднято и соединено с главным валом. Определяющими факторами для выбора монтажного варианта будут масса головки и ветроколеса, грузоподъемностью имеющегося в наличии подъемного крана и максимальная высота подъема груза краном.

После установки основных систем внутри головки должны быть выполнены окончательные электрические соединения. Кроме того, у основания башни будет установлено здание для вспомогательного оборудования, в котором расположатся микро-ЭВМ, различное электрическое оборудование и ячейка подсоединения ВЭУ к энергосистеме.

Заключительным этапом должны быть пусковые испытания ВЭУ. Они состоят в обеспечении исправности всех управляющих

и силовых электрических цепей, позволяющей осуществить пуск ВЭУ при низкой скорости ветра на холостом ходу, а затем и работу под нагрузкой. Время, требуемое для пусковых испытаний ВЭУ при их промышленном выпуске, будет зависеть от накопления опыта с течением времени.

Режимы работы ВЭУ определяют основные требования к ней. ВЭУ должна быть спроектирована таким образом, чтобы было обеспечено устойчивое управление при различных предусмотренных режимах от ее пуска до аварийного останова. Работа ВЭУ может быть пояснена с помощью зависимости коэффициента использования энергии ветра ξ от быстроходности Z , представленной на рис. 5.12, для профиля лопасти серии 230ХХ.

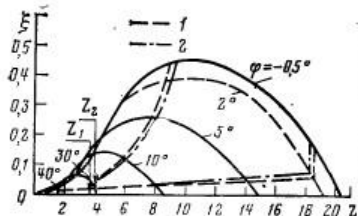


Рис. 5.12. Зависимость коэффициента использования энергии ветра ξ от быстроходности Z при различных углах установки лопастей φ (на радиусе $\frac{2}{3}R$):
1 — ВЭУ мощностью 500 кВт; 2 — ВЭУ мощностью 1500 кВт; Z_1 — быстроходность при максимальной рабочей скорости ветра для ВЭУ мощностью 500 кВт; Z_2 — то же для ВЭУ мощностью 1500 кВт.

Как указывалось выше, ξ определяется как отношение мощности, развиваемой ветроколесом, к мощности ветрового потока, приходящегося на площадь ометаемую ветроколесом. Максимальное значение теоретического коэффициента использования энергии ветра для ВЭУ крыльчатого типа равно 0,593. Быстроходность Z есть отношение окружной скорости концов лопастей к скорости ветра. На рис. 5.12 показаны линии для постоянных значений углов φ установки лопастей; как видно из рисунка, оптимум характеристики достигается при $Z=10$ и $\varphi=-0,5^\circ$. При расчетной скорости ветра ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт работают с Z , равными соответственно 9,0 и 9,5. Уменьшение скорости ветра ниже расчетной приводит к увеличению Z , и поэтому имеет смысл при эксплуатации ВЭУ работать по гребню кривой с $\varphi=-0,5^\circ$. При скоростях ветра, больших, чем расчетная скорость, регулирование мощности осуществляется путем увеличения угла φ вплоть до достижения максимальной рабочей скорости ветра.

Система пуска ВЭУ обеспечивает ее запуск при низких, средних и высоких скоростях ветра. Предполагается, что пуск при низких скоростях ветра, который здесь рассматривается, будет наиболее общим случаем. Когда датчики скорости ветра покажут, что скорость ветра равна или больше минимальной рабочей скорости в течение приблизительно 5 мин, система управления с помощью индикатора горизонтальной ориентации получит информацию о степени рассогласования между осью ветроколеса и преобладающим направлением ветра и подаст команду на двигатель привода системы ориентации, обеспечивающий согласование на-

правлений оси ветроколеса и ветрового потока. Одновременно будет пущен в работу двигатель, являющийся приводом механизма угла установки лопастей, для того чтобы изменить угол φ на радиусе $\frac{3}{4}R$ (где R — радиус ветроколеса) с 90 до 72° , что соответствует положению лопастей с максимальным пусковым моментом ветроколеса.

Угол установки лопастей определяется по выходному сигналу линейного дифференциального трансформатора напряжения, управляемого путем его механического соединения с тягой исполнительного механизма изменения угла. При установке лопастей на необходимый угол и при наличии ветра с минимальной рабочей скоростью произойдет самостоятельное страгивание ветроколеса, как только направление его оси будет согласовано с направлением ветра. Когда датчик частоты вращения вала показывает, что главный вал ветроколеса вращается с частотой 0,5 об/мин, система управления подает команду на механизм изменения угла φ для того, чтобы уменьшить его с 72 до 2° (на радиусе $\frac{3}{4}R$), и ветроколесо будет ускоряться до частоты вращения, близкой к синхронной. При постоянной скорости ветра на это потребуется приблизительно 7 мин.

При частоте вращения ветроколеса на 10 % меньшей синхронной система управления начнет осуществлять регулирование частоты воздействием на механизм изменения угла φ , а путем изменения напряжения, фазы и частоты генератора производить его синхронизацию с сетью энергосистемы, используя трансформатор напряжения. Мощность, развиваемая ветроколесом в течение этого времени, должна быть достаточной для того, чтобы компенсировать потери мощности в генераторе на трение и сопротивление воздуха и потери в системе передачи вращающего момента.

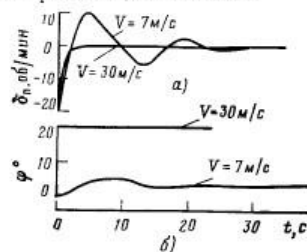


Рис. 5.13. Изменение погрешности частоты вращения ветроколеса $\delta\omega$ (а) и угла установки лопастей φ (б) при постоянной скорости ветра (в начальный момент времени ветроколесо неподвижно).

Подключение ВЭУ к сети осуществляется следующим образом. Когда частота вращения ветроколеса приближается к синхронной, доведение ее до синхронной частоты будет осуществлено путем регулирования угла φ . На рис. 5.13 показаны требуемое изменение во времени угла φ и соответствующий этому изменению подход частоты вращения ветроколеса к положению механической стабильности в условиях стационарной скорости ветра. Требования по синхронизации включают согласование фазы и амплитуды на-

пряжения и достижение постоянной частоты вращения генератора 1800 об/мин (частота 60 Гц).

Как только требования по синхронизации будут выполнены, система управления сразу же подает команду на включение главного сетевого выключателя и, таким образом, осуществится подключение ВЭУ к сети. Затем угол φ будет изменен от 2 до $-0,5^\circ$ (на радиусе $3/4 R$), при этом электрическая мощность, измеряемая с помощью трансформаторов тока и напряжения, будет равна приблизительно 5 кВт.

После подключения ВЭУ к электрической сети управление вращающим моментом при переходных процессах, являющихся следствием порывов ветра, будет осуществляться путем увеличения напряженности магнитного поля генератора при увеличении вращающего момента, который измеряется датчиком, расположенным на входном валу генератора. Система управления будет осуществлять регулирование поля генератора и, следовательно, его противодействующего момента по схеме с обратной связью для поддержания устойчивости системы.

Выход ВЭУ на установленную мощность при разных скоростях ветра происходит при $\varphi = -0,5^\circ$. При скоростях ветра, больших, чем минимальная рабочая скорость, и меньших или равных расчетной скорости, регулирование развиваемого момента осуществляется исключительно изменением напряженности магнитного поля генератора как реакций на изменение вращающего момента, определяемого датчиком момента на валу генератора. Следовательно, при скоростях ветра, меньших, чем расчетная скорость, система управления не будет выдавать команды на изменение угла установки лопастей с целью стабилизации мощности. Управление в указанном режиме основывается на информации о вращающем моменте вместо информации о скорости ветра.

При изменениях направления ветра на угол до 15° , происходящих при скоростях ветра, меньших, чем расчетная скорость, автоматическая ориентация оси ветроколеса не будет произведена, если изменения в направлении ветра не сохраняются дольше 6 мин. Если изменение направления ветра происходит более чем на $\pm 15^\circ$, то ось ветроколеса с помощью механизма привода системы ориентации будет поворачиваться в горизонтальной плоскости в сторону изменения направления ветра. Устройство, соединяющее головку и башню, расположено на выходном валу понижающего редуктора привода механизма ориентации. Значение вращающего момента должно быть предварительно задано и регулироваться в процессе переориентации.

Для того чтобы управлять ВЭУ при порывах ветра, используются системы изменения угла установки лопастей и магнитного поля генератора, которые будут работать по данным о значении момента, измеряемого на входном валу генератора. Система управления будет подавать команды одновременно на системы изменения угла φ и напряженности магнитного поля генератора или на одну из этих систем в зависимости от скорости ветра при по-

рыве и ее производной, т. е. от ускорения воздушного потока.

Работа ВЭУ с установленной мощностью происходит при скоростях ветра, равных или больших расчетной скорости. При этом система управления на основе данных о сигналах от трансформаторов тока и напряжения, подключенных на выходе синхронного генератора, будет постоянно поддерживать установленную мощность. Как только мощность превысит установленную, система управления получит сигнал о повышенном значении тока и подает команду на увеличение угла φ для того, чтобы поддержать условия выдачи в энергосистему установленной мощности. Если развиваемая мощность уменьшится, система управления ВЭУ будет автоматически вновь изменять угол φ до $-0,5^\circ$ и благодаря этому увеличивать выходную мощность. При скоростях ветра в диапазоне между расчетной и максимальной рабочей всегда будет существовать такой угол φ , при котором на выходе получается установленная мощность.

Управление при порывах ветра будет осуществляться на рассматриваемом режиме работы по данным об изменениях измеряемого вращающего момента путем соответствующих изменений либо напряженности магнитного поля генератора, либо угла установки лопастей.

Отключение ВЭУ при высоких скоростях ветра. Для ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт максимальные рабочие скорости ветра были выбраны равными соответственно 17,9 и 22,3 м/с. Энергия, которая может быть получена в случае работы ВЭУ при скоростях ветра, больших, чем указанные, составляет на соответствующих этим установкам участках лишь небольшую часть общей выработки энергии.

Когда измеряемая скорость ветра превышает максимальную рабочую скорость ветра дольше 6 мин, система управления будет увеличивать угол φ , для того чтобы довести значение выходного тока генератора до 25 % его номинального значения приблизительно за 10 с. Когда это значение тока будет достигнуто, разомкнется сетевой выключатель и угол φ увеличится, для того чтобы не допустить чрезмерного повышения частоты вращения ветроколеса. В течение всего времени, пока скорость ветра превосходит максимальную рабочую скорость, частота вращения ветроколеса будет поддерживаться несколько ниже ее синхронного значения.

Отключение ВЭУ при малых скоростях ветра происходит потому, что, когда скорость ветра становится ниже минимальной рабочей скорости, генератор переходит на работу в двигательном режиме, так как ветродвигатель не может развивать мощность, достаточную для того, чтобы компенсировать электрические и механические потери. Двигательный режим генератора будет фиксироваться с помощью трансформаторов тока и напряжения, и через 6 мин после его возникновения система управления подает команду сетевому выключателю на размыкание, в результате чего произойдет отключение ВЭУ от сети. Система управления установит лопасти на угол 2° , чтобы начать повторный процесс син-

хронизации. Однако если в течение 6 мин скорость ветра вновь не повысится до минимальной рабочей скорости, лопасти будут установлены на угол 90° , или в полное флюгерное положение, соответствующее минимальному лобовому давлению (сопротивлению), при этом частота вращения ветроколеса будет медленно уменьшаться. Главный тормоз (расположенный на валу редуктора с большим числом оборотов) будет работать в циклическом режиме таким образом, чтобы остановить ветроколесо при расположении лопастей в горизонтальной плоскости.

Аварийный останов ВЭУ может потребоваться при различных обстоятельствах, поэтому ВЭУ спроектированы так, чтобы обеспечить его настолько быстро, насколько это возможно. Когда будет установлено, что требуется аварийный останов ВЭУ, включится главный тормоз, лопасти будут переведены в полное флюгерное положение и разомкнут сетевой выключатель.

5.3.3. ПРОЕКТЫ СИСТЕМ ВЭУ

Основными системами ВЭУ являются ветроколесо, башня, система передачи вращающего момента, электрическая система и система управления. Ниже дается краткое описание этих систем, чтобы показать определенный в исследовании уровень техники, необходимый для создания экономически эффективных ВЭУ.

Механизмы передачи вращающего момента и генератор являются оборудованием, производимым промышленностью. Поэтому не требуется осуществления каких-либо связанных с ними специальных конструкторских и технологических разработок.

Конструкции бетонной и стальной ферменной башни с требуемой высотой около 50 м также хорошо освоены. Задача, связанная с их применением, состоит в том, чтобы на основе критерия минимума стоимости определить требования к конструкции, вытекающие из динамических и статических нагрузок, возникающих при работе ВЭУ.

В системе управления ВЭУ использованы микро-ЭВМ, на базе которых построены управляющие устройства, имеющие в настоящее время широкое применение. Использование в ВЭУ микро-ЭВМ не требует дополнительных технических разработок, что является важным положительным моментом с позиции крупномасштабного развития ветроэнергетики.

Проект ветроколеса основывается на хорошо отработанной технологии производства винтов самолетов и вертолетов. Поэтому для анализа ветроколеса с конструктивной и динамической точек зрения могут быть использованы соответствующие методы, применяемые в авиационной технике, надежность которых подтверждена имеющимися данными по большим металлическим конструкциям. Техника изготовления изделий из волокнистого материала также хорошо разработана.

Таким образом, состояние подготовленности в части проектирования и изготовления ветроколеса оценивается по тому, на-

сколько ранее разработанные конструкции ветроколес соответствуют тем диаметрам, которые необходимы для экономически эффективных ВЭУ. Хотя факторы конструкторского риска не следует игнорировать, надо иметь в виду, что в данном случае этот риск невелик, что обусловлено глубокими прикладными исследованиями, выполняемыми в процессе проектирования ВЭУ.

Ветроколесо. Эффективный диаметр ветроколеса для ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт равен соответственно 55,8 и 57,9 м. Для того чтобы компенсировать уменьшение диаметра ветроколеса вследствие прогиба лопастей, их длина для ВЭУ указанных мощностей принята такой, чтобы диаметр ветроколеса был равным соответственно 56,4 и 58,7 м. Удлинение лопасти (отношение ее длины к средней длине хорды) одинаково для обеих ВЭУ.

Лопастей ветроколеса выполняются в виде лонжеронной конструкции с обшивкой, заполненной волокнистым материалом. Такая конструкция выбрана для того, чтобы обеспечить необходимую жесткость при наименьшей стоимости. По проекту лопасти состоят из секций, соединенных в центральной части с помощью болтов. Использование лопастей, состоящих из соединенных болтовых секций, вызвано возможностью получить в этом случае низкую стоимость транспортирования и механической обработки конструкции при сохранении требуемой надежности ее работы.

Специфической характеристикой ветроколеса является способ крепления лопастей к втулке. Очевидно, что для достижения расчетной аэродинамической характеристики требуется втулка с жестким и прочным креплением лопастей.

Третий основной компонент ветроколеса — это механизм изменения угла установки лопастей φ , который является решающим для обеспечения устойчивой работы и надежности всей установки. В нормальных условиях эксплуатации изменение угла φ требуется при пуске, синхронизации и останове ВЭУ. Отказ системы изменения угла φ в процессе работы ВЭУ при скорости ветра выше расчетной может привести к перегрузкам лопастей и недопустимо большой частоте вращения ветроколеса.

Принципиальные особенности механизма изменения угла φ состоят в следующем:

не требуется затрат энергии для обеспечения условия $\varphi = \text{const}$;

механизм регулирования углов располагает избыточной мощностью, необходимой для возможности поворота лопастей относительно их продольных осей в случае заедания, которое может быть вызвано, например, обледенением в зоне подшипников лопастей;

пружинное тормозное устройство, служащее для увеличения угла φ , автоматически переводит лопасти во флюгерное положение, если перестанет поступать входной сигнал от системы управления;

сигнал обратной связи, предназначенный для определения фактического угла φ , является общим;

исполнительные механизмы изменения угла φ , расположенные на конце втулки, представляют собой унифицированные промышленные изделия. Благодаря этому стоимость основного оборудования и его обеспечение находятся в соответствии с общими задачами создания ВЭУ.

Башня. На стадии предварительного проектирования были составлены проекты как металлической башни ферменного типа, так и бетонной башни. Проект бетонной башни обеспечивает меньшую стоимость и большую эстетичность, стальная ферменная башня имеет преимущества в части возможности ее сооружения при умеренной стоимости на площадках с плохими грунтами и дает меньшее экранирование ветроколеса.

При расчете башни предполагается действие на нее постоянной циклической нагрузки в расчетных ветровых условиях, импульсной нагрузки, вызываемой мгновенным удвоением расчетной скорости ветра, и нагрузки от действия ветра со скоростью 54 м/с. Подробно исследован в проекте эффект динамического взаимодействия ветроколеса и башни. Аналитическое исследование, выполненное по этому вопросу, показало, что определенные экономические преимущества могут быть получены путем настройки системы ветроколеса — башня таким образом, чтобы свести к минимуму динамические нагрузки на систему. Оценка экранирующего эффекта башни была также включена в программу исследования. Он оказывает ошутимое влияние на проекты башен, особенно в отношении их динамики, так как именно форма башни во многом определяет характер взаимодействия и возникающие силы.

Для бетонных башен, разработанных в предварительном проекте, предусматривается использование армированного бетона. Они представляют собой кольцевую конструкцию, что обеспечивает низкую стоимость проекта (рис. 5.14, а, б). Вследствие небольшой разницы в диаметре ветроколес двух рассматриваемых ВЭУ высота обеих башен принята одинаковой и равной 42,7 м.

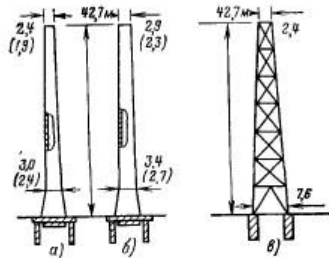


Рис. 5.14. Проектные размеры башни ВЭУ:

а, б — из армированного бетона соответственно для ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт; в — ферменного типа для ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт (размеры даны в метрах, в скобках показаны внутренние размеры бетонных башен).

Использование башен с тонкими стенками позволяет получить экономию в материалах и обеспечивает удобный контроль за конструкцией в процессе ее сооружения. Бетонные башни выполнены из 10 секций (каждая высотой 4,27 м) с таким расчетом, чтобы оставить внутри пространство для сооружения грузоподъемного

лифта с соблюдением ограничений по технике безопасности. Конструкция из сборных секций была выбрана на основе предварительных оценок экономических показателей как альтернатива конструкции, возводимой методом скользящей опалубки с последовательной укладкой бетона.

Изготовление сборных секций может быть осуществлено в заводских условиях, непосредственно на строительной площадке или в другом пункте в зависимости от места расположения площадки, транспортных условий, наличия материалов и местных трудовых ресурсов.

На рис. 5.14, в показана конструктивная схема проекта ферменной башни. Все элементы спецификации ферменных башен для ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт представляют собой изделия промышленного производства. Для главных опорных элементов и нижних секций используются в основном более прочные стали, а для верхних секций и большинства раскосов — стали с более низкими показателями прочности.

Применение конструкции с болтовыми соединениями и сведение к минимуму сварных соединений преследуют цель использовать технологию изготовления опор линий электропередачи высокого напряжения, которая хорошо разработана. Однако башни ВЭУ нагружены больше и не всегда имеется возможность для выбора элементов наиболее подходящего типа; для некоторых элементов, исходя из их нагруженности, требуется двутавровое сечение. Поскольку не всегда удобно использование простых болтовых соединений, потребуется выполнить некоторый объем сварных работ. Следует также отметить, что предлагается осуществлять оценочку стальных башен, что требует затрат в размере от 3 до 5 тыс. долл. каждые 7—10 лет.

Как и при технологии изготовления опор линий электропередачи высокого напряжения, наиболее эффективным строительным методом представляется метод, который предполагает подготовку элементов на специализированном пункте, их транспортировку на строительную площадку, сборку секций на земле и их последующую установку с помощью подъемного крана. Как и при использовании сборного бетона, в данном случае элементы конструкции, расположенные в верхней части, могут иметь меньшую массу. Последующая доработка проектов может также привести к изменению высоты секции, которая принята сейчас равной 6,10 м.

Обе башни ферменного типа имеют одинаковые габариты, что является их положительной отличительной особенностью. Идея состоит в том, чтобы иметь как можно больше одинаковых элементов и использовать преимущества, получаемые в этом случае при сооружении большого количества башен: одни и те же точки на кривой удешевления продукции могут быть достигнуты более быстро. Как и при установке опор линий электропередачи, будут использованы фундаменты глубокого заложения.

Система передачи вращающего момента показана на рис. 5.15. Принципиальные особенности проекта этой системы состоят в

следующем; все ее компоненты находятся в промышленном производстве; коэффициент перегрузки, равный 1,4, принят для всех компонентов системы; обеспечено удобство эксплуатации и технического обслуживания; система хорошо работает при несоосности валов в допустимых пределах и выдерживает тормозную нагрузку.

Вращающий момент передается с втулки ветроколеса на редуктор с помощью главного вала. У ВЭУ мощностью 1500 кВт

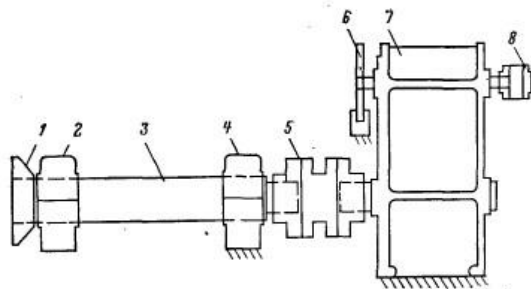


Рис. 5.15. Механическая система передачи вращающего момента:

1 — муфта, соединяющая главный вал со втулкой; 2 — радиальный подшипник; 3 — главный вал; 4 — радиально-упорный подшипник; 5 — упругая муфта, соединяющая главный вал с редуктором; 6 — гидравлический дисковый тормоз; 7 — повышающий редуктор; 8 — упругая муфта, соединяющая редуктор с генератором.

его внутренний диаметр равен 229 мм, наружный — 381 мм. Соответствующие диаметры главного вала ВЭУ мощностью 500 кВт составляют 203 и 343 мм. Главный вал установлен на радиальном подшипнике со стороны ветроколеса и радиально-упорном — со стороны редуктора. Упругие муфты соединяют главный вал с тихоходным входным валом редуктора. Указанная компоновка и то обстоятельство, что ветроколесо может независимо поддерживаться поворотной платформой, позволяют при необходимости осуществить техническое обслуживание и полный демонтаж вала, подшипников и узлов соединений, не затрагивая ветроколесо и другие подсистемы.

Редуктор трехступенчатый и расположен так, что быстроходная шестерня последней ступени находится в его верхней части. В связи с тем что эта шестерня будет подвержена наибольшему износу, она расположена в наиболее доступном месте. Выходной вал редуктора присоединен к валу генератора с помощью другой упругой муфты, чтобы компенсировать возможную несоосность валов.

Гидравлический тормоз, расположенный на выходном валу редуктора, обеспечивает возможность аварийного останова ветроко-

леса в случае отключения сети или отказа в работе механизма изменения угла установки лопастей.

Электрическая система. Основными элементами электрической системы являются генератор, главный сетевой выключатель, двигатель-генераторная установка аварийного электроснабжения, автоматический разъединитель, два силовых трансформатора (вспомогательный и аварийный) для питания системы управления, заземляющий резистор, воздушно-кондиционерное оборудование отопления и вентиляции, устройства грозозащиты, измерительные трансформаторы напряжения и тока, комплекс контакторов малой мощности и реле, а также силовые кабели и кабели связи.

Кроме того, электрическая система включает оборудование, необходимое для контроля за температурой механизмов, установленных в поворотной головке, и для поддержания требуемых условий внутри здания, смонтированного у основания башни.

В здании размещено оборудование электрической системы, кроме генератора, возбуждителя и устройств грозозащиты ВЭУ. Здание защищает оборудование от воздействия окружающей среды. Электрическое оборудование, которое находится на вершине башни, включая приводные двигатели для поворота лопастей, привод механизма ориентации и гидравлику, заключено в металлические кожухи, вследствие чего при ударе молнии в любую верхнюю часть ВЭУ ток будет отводиться через башню в землю.

Задача разработок состоит в том, чтобы обеспечить питание системы управления механизмами изменения угла φ и автоматической ориентации относительно направления ветра и выполнения защитных функций даже тогда, когда скорость ветра либо недостаточна, либо слишком высока для генерирования энергии установкой. В случае когда питание системы управления прерывается, производится автоматический пуск двигатель-генераторной установки и силовые кабели системы управления переключаются на аварийное питание. В течение всего времени, пока система управления обеспечивается энергией, ВЭУ работает автономно; при возникновении ненормальных условий будут работать устройства самозащиты. При необходимости автоматически будет подан аварийный сигнал в удаленный центр управления и система по запросу будет выдавать информацию о состоянии ВЭУ. Логика действий, предусмотренная для этого случая, заложена в микро-ЭВМ. Сведения о приемной и передающей схеме, связанной с этой микро-ЭВМ, представлены в разделе о системе управления. Статический источник постоянного тока подает питание, для того чтобы работа логической схемы была возможна, когда электроснабжение системы управления прервано. Отдельная батарея предусмотрена для пуска ВЭУ в аварийных ситуациях без питания системы управления.

Все основные электрические потребители ВЭУ защищены автоматическими выключателями, которые имеют время срабатывания, обратно пропорциональное значению возможных сверхтоков в соответствующих точках схемы. Характеристики схемы защиты

выбраны такими, что при токовых перегрузках первыми срабатывают выключатели, расположенные по схеме ближе всего к нагрузке. Защита выполнена таким образом, что аварийная ситуация на генераторе не будет распространена дальше главного выключателя.

Для генераторов малой мощности (500—1000 кВт) стандартные устройства защиты экономически не эффективны. Обычно выполняется защита от сверхтоков, перехода генератора в двигательный режим, его перегрева и для предотвращения выхода из работы трансформатора. С использованием микро-ЭВМ и измерительного трансформатора можно разработать алгоритмы, позволяющие решать эти задачи без применения устройств релейной защиты. Синхронизация, определение замыкания на землю и получение информации о нагреве ротора генератора, вызываемого неодинаковостью нагрузок по фазам, могут быть также обеспечены путем небольшого добавления в электрическую схему ВЭУ соответствующей аппаратуры.

Для подключения ВЭУ к энергосистеме использован один выключатель с отключающей мощностью 350 МВ·А. Питание системы управления осуществляется с помощью вспомогательного трансформатора, подключаемого к линии с помощью выключателя до выключающих контакторов. Вспомогательный трансформатор имеет плавающую вставку, рассчитанную на номинальную нагрузку 10 кВ·А и мощность прерывания цепи 350 МВ·А. Когда этот трансформатор не питает систему управления, сеть энергосистемы обеспечивается только его ток намагничивания.

Система управления состоит из оборудования, необходимого для управления изменением угла установки лопастей, положением оси ветроколеса в горизонтальной плоскости и работой генератора. Она включает также контрольно-измерительное оборудование, необходимое для определения параметров ветра, вращающего момента, температуры, давления, электрической мощности и других данных, которые являются важными для нормального функционирования ВЭУ и регистрации этих данных для передачи наиболее важной информации в центр управления, удаленный от ВЭУ. Система управления состоит также из оборудования, необходимого для управления ВЭУ при ее техническом обслуживании.

К системе управления относятся все необходимые для выполнения управляющих функций компоненты, за исключением тех, которые являются составными частями основных систем ВЭУ. Например, механизм изменения угла установки лопастей является элементом ветроколеса, приводной двигатель ориентации головки ВЭУ — элементом поворотного узла башни, тормоз ветроколеса и масляный радиатор системы передачи вращающего момента — элементом редуктора.

Вся контрольно-измерительная аппаратура и электроника, размещение которых не требуется на верху ВЭУ, располагаются в здании у основания башни. Управление работой логической схе-

мы обеспечивает микро-ЭВМ. Для выполнения управляющих функций, связанных с операциями включения и отключения, выходные сигналы микро-ЭВМ записываются в память и усиливаются для приведения в действие реле и контакторов, которые подают напряжение на приводы механизмов в течение всего времени, пока поступает управляющий сигнал. Для программ, осуществляющих управление по производной, выходные сигналы декодируются по скорости их изменения во времени и подаются на схему с тиристором, которая питает переменным током приводные двигатели механизмов, управляемых по производной сигнала.

Выходные сигналы микро-ЭВМ о состоянии ВЭУ и сигналы, соответствующие результатам вычислений, выдаются в форме, позволяющей использовать их для передачи с помощью арендованной телефонной линии связи. ЭВМ формирует также кодовый сигнал для телефонного вызывающего устройства, которое будет автоматически набирать определенный телефонный номер, когда по условиям необходимо внешнее вмешательство в процесс работы ВЭУ. Информация может быть также получена путем набора номера телефона, расположенного в здании ВЭС, в виде модулированных звуковых сигналов или путем подключения телефонного аппарата к телетайпу. Если потребуются какая-либо информация, то дежурный может с удаленного центра управления подавать команды и делать запросы с целью определить состояние ВЭУ и текущий режим работы. Бригада технического обслуживания, прибывшая на место расположения ВЭУ, может подключить портативный телетайп к микро-ЭВМ и таким способом делать запросы и получать дополнительную информацию о состоянии ВЭУ.

Входы и выходы микро-ЭВМ изолированы друг от друга путем использования оптической связи с высоким сопротивлением и другой техники, подключенной к устройствам сбора информации так, чтобы обеспечить защиту электронной аппаратуры от перехода высокого напряжения в результате переходных процессов при мощных коммутационных операциях и при ударе молнии. Надежность управления обеспечивается наличием двух микро-ЭВМ, каждая из которых имеет программу для управления ВЭУ в аварийных ситуациях. Функции управления, не связанные с аварийными ситуациями, распределены между микро-ЭВМ. При маловероятном случае, когда одна из микро-ЭВМ выйдет из строя, временно будет потеряна возможность правильного выполнения только половины функций, не связанных с аварийными ситуациями.

Источник постоянного тока обеспечивает питание, достаточное для работы электронных схем, осуществляющих сбор информации, и микро-ЭВМ даже в том случае, если временно исчезнет питающее напряжение от сети энергосистемы. В этих обстоятельствах логическая схема микро-ЭВМ переведет систему на режим с питанием от резервного двигатель-генератора, что является временной мерой для сохранения управления ВЭУ и возможность передачи информации о сложившемся положении в удаленный центр управления.

5.3.4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ВЫПОЛНЕННОМУ ИССЛЕДОВАНИЮ

Основная цель этого исследования состояла в том, чтобы оценить экономическую эффективность использования ВЭУ для производства электрической энергии в больших масштабах. В процессе выполнения программы были получены результаты касающиеся этого и более частных вопросов, технических подходов, альтернатив производственного характера.

Общие результаты сводятся к следующему.

Определяющее влияние на экономичность использования ВЭУ имеет среднегодовая скорость ветра на участке строительства. Значительное уменьшение стоимости ВЭУ получено при увеличении мощности до 500 кВт; ошутимое снижение стоимости ВЭУ продолжается при увеличении мощности до 1500—2000 кВт.



Рис. 5.16. Влияние среднегодовой скорости ветра V_T на стоимость энергии c_0 , производимой ВЭУ.

является системой, оказывающей наибольшее влияние на стоимость ВЭУ.

Установлено, что вопросы, связанные с подключением ВЭУ к энергосистеме, не входят в число основных проблем. ВЭУ может устойчиво работать как при стабильных скоростях ветра, так и в условиях порывистого ветрового потока. Коэффициент использования установленной мощности может находиться в пределах 40—50 %.

Важность правильного выбора строительной площадки иллюстрируется рис. 5.16, на котором показан график зависимости стоимости вырабатываемой энергии от среднегодовой скорости ветра. Данные, представленные на этом рисунке, получены в результате оптимизации параметров ВЭУ для участков с различными среднегодовыми скоростями ветра по критерию минимума стоимости энергии: для построения графика на рис. 5.16 для каждой из рассмотренных среднегодовых скоростей ветра отобрана информация по ВЭУ с минимальной стоимостью энергии. Следует отметить что представленный на рисунке график показывает главным образом тенденцию в изменении стоимости, а не ее абсолютный уровень. Преследовалась цель показать значительное снижение стоимости энергии с увеличением среднегодовой скорости ветра.

Следующее заключение вытекает из рассмотрения результатов,

представленных на рис. 5.17. Приведенные данные показывают тенденцию в изменении стоимости энергии от установленной мощности ВЭУ для различных среднегодовых скоростей ветра.

При увеличении уровня мощности до 500 кВт имеет место резкое уменьшение стоимости энергии, обусловленное главным образом влиянием на экономические показатели размеров ВЭУ. При увеличении мощности выше 500 кВт наблюдается дальнейшее, хорошо прослеживаемое уменьшение стоимости энергии, однако оно происходит с меньшей скоростью. Это обусловлено увеличением затрат на систему передачи вращающего момента, вычисляемых как некоторое процентное отношение от общей стоимости ВЭУ. При переходе на высокие уровни мощности ВЭУ возникает ограничение, связанное с тем, имеется ли в промышленном произ-

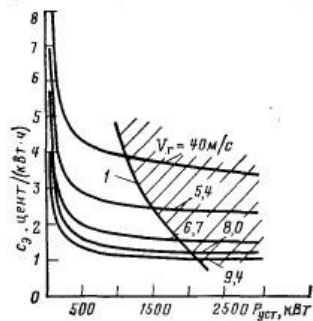


Рис. 5.17. Влияние среднегодовой скорости ветра V_T и установленной мощности ВЭУ $P_{уст}$ на стоимость вырабатываемой энергии: I — линия ограничения по системе передачи вращающего момента.

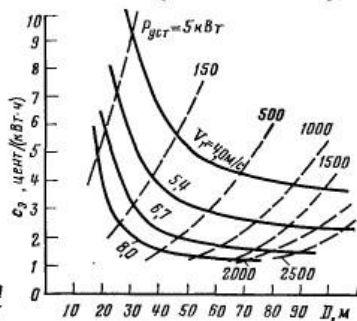


Рис. 5.18. Зависимость стоимости энергии c_0 , производимой ВЭУ, от диаметра ветроколеса D ВЭУ при разных среднегодовых скоростях ветра V_T : — — — — — постоянные значения установленной мощности ВЭУ $P_{уст}$.

водстве оборудование для системы передачи вращающего момента. Это ограничение показано на рис. 5.17, данные которого также следует рассматривать лишь как дающие представление о соответствующих тенденциях.

Возможность проектирования экономически эффективных ВЭУ с мощностями более высокими, чем мощности соответствующие точкам, лежащим за пределами ограничивающей линии на рис. 5.17, затруднено также в связи с неопределенностью, связанной с проектированием ветроколеса. На рис. 5.18 представлены его оптимальные диаметры, соответствующие уровням мощности и стоимости, показанным на рис. 5.17. Данные построены для расстояния от концов лопастей при их нижнем положении до поверхности земли, равного 6,1 м.

Основное заключение, которое должно быть сделано исходя из рис. 5.18, состоит в том, что для получения ВЭУ с высоким уров-

нем мощности и низкой стоимостью требуются большие диаметры ветроколес, которые могут быть изготовлены лучше на базе использования техники, применяемой при производстве самолетных винтов, нежели техники вертолетных винтов. Такой подход в проекте обеспечивает получение при более простой производственной технологии более легких и более надежных лопастей. Данные рис. 5.18 подтверждают также целесообразность выбора участков с более высокими среднегодовыми скоростями ветра.

Установлено, что стоимость ветроколеса составляет около 40 % общей стоимости ВЭУ. Поэтому проект должен быть направлен в первую очередь на уменьшение стоимости именно этого элемента. Основной причиной высокой стоимости ветроколеса является то, что оно должно быть спроектировано для любых условий, в том числе и редко повторяющихся, которые могут иметь место за время службы ВЭУ. Использование хорошо разработанной системы управления, способной обеспечить предотвращение разрушительного действия ветра на лопасти, может дать существенное уменьшение стоимости ветроколеса и вместе с дальнейшими усилиями в этой области привести к уменьшению доли его стоимости в общих затратах по ВЭУ.

Еще одно заключение, сделанное в результате исследования, состоит в том, что ВЭУ без существенных препятствий могут быть подключены к энергосистеме. Подключение осуществляется посредством линии напряжением 4,16 кВ через трансформатор. Флуктуации напряжения в пределах 3—5 % могут быть обеспечены ВЭУ как при стабильных, так и при резко-порывистых ветровых условиях. Синхронизация ВЭУ с энергосистемой в различных условиях была подробно исследована и может осуществляться обычным способом путем регулирования угла установки лопастей. В ВЭУ могут быть использованы как синхронный, так и асинхронный генераторы, однако синхронный генератор предпочтительнее, что обусловлено возможностью получить в этом случае большее значение $\cos \phi$. К тому же переходный процесс в синхронном генераторе легче поддается детальному анализу.

Результаты концептуальных проектов ВЭУ позволяют сделать следующие основные выводы. *Оптимальная схема ВЭУ* предполагает размещение оборудования системы передачи вращающего момента и генераторного оборудования на вершине башни. Попытки разместить это оборудование на уровне земли натолкнулись на отсутствие в промышленном производстве подходящих гидравлических и механических передач требуемых типа и мощности. Потенциальный экономический эффект, связанный с размещением оборудования на уровне земли, является следствием меньших затрат на башню, на техническое обслуживание и на монтаж ВЭУ в целом.

Размещение ветроколеса в рабочем положении за башней является предпочтительным вследствие присущей этой схеме устойчивости к изменению направления ветра. Важным является также то обстоятельство, что при такой схеме необходимо минимальное

удаление ветроколеса от башни по условию обеспечения достаточного зазора между ней и лопастями с учетом их прогиба. Определено, что циклические нагрузки на ветроколесо, обусловленные касательными напряжениями от ветрового потока, значительно больше, чем циклические нагрузки, обусловленные экранирующим эффектом башни.

Были также рассмотрены ВЭУ с несколькими ветроколесами, расположенными на одной башне. При сравнении ВЭУ мощностью 100 кВт, имеющей одно ветроколесо, с ВЭУ такой же мощности, имеющей три ветроколеса на одной башне, установлено, что стоимость последней в 1,5 раза выше. Этот вывод может быть экстраполирован на большие уровни мощностей.

Режимы работы были оценены при рассмотрении ВЭУ, работающих с постоянной частотой вращения ветроколеса и с постоянной быстроходностью. Предпочтение было отдано первым, потому что они имеют меньшие нагрузки на башню и лопасти и более низкую стоимость системы передачи вращающего момента и генератора. Единственным преимуществом ВЭУ с постоянной быстроходностью является возможность некоторого увеличения выработки энергии (примерно на 3 %), однако выигрыш в выработке энергии не компенсирует более высоких капитальных вложений.

Рассмотрены ВЭУ с переменным углом установкой лопастей и с фиксированной их установкой. Был выбран первый вариант вследствие лучшей характеристики быстрогодействия реакции ВЭУ на изменение ветровых условий.

Ветроколесо было выбрано по критерию минимума стоимости двухлопастным, которое сравнивалось с альтернативной системой, имеющей три лопасти. Техническая оправданность принятого решения подтверждена при проведении исследования по динамическому взаимодействию ветроколеса и башни и в условиях повышенной нагрузки. В результате экспериментов с разными типами крепления лопастей к втулке выбрана втулка с жестким креплением лопастей (относительно плоскости, перпендикулярной плоскости вращения ветроколеса). Она сравнивалась с втулкой, имеющей шарнирное крепление лопастей. Целесообразность выбора двухлопастной втулки с жестким креплением лопастей подтвердил в дальнейшем анализ динамического взаимодействия ветроколеса и башни.

Были выбраны лопасти типа самолетных винтов с волокнистым наполнителем как наиболее дешевые. Это решение позволяет применить эффективную технологию их изготовления, обеспечивает малую массу лопастей, минимальный требуемый объем технического обслуживания. Использование лопастей вертолетного типа с центром масс, расположенным на четверти длины хорды, не оправдано главным образом из-за высокой стоимости изготовления, большой массы и более высоких затрат на их техническое обслуживание. Вариант лопастей типа винтов самолета успешно демонстрировался в Европе Хюттером и оценен как имеющий наименьший конструкторский риск.

Башня. Было рассмотрено большое количество вариантов башен, включая башню ферменного типа, бетонную, трубчатую и сплошного сечения. Варианты башен ферменного типа и бетонной соответствуют наименьшей стоимости, причем ферма имеет некоторое преимущество в отношении ожидаемой стоимости, в то время как бетонная башня обладает большей эстетичностью.

Системы передачи вращающего момента рассмотрены следующие: механические, гидравлические и электрические. Механические варианты системы, включающие такие элементы, как редуктор, ременную и цепную передачи или их сочетания, были оценены в отношении экономической эффективности. Предпочтение отдано системе с редуктором из-за его упрощенного технического обслуживания.

Генератор выбран синхронный вследствие более высокого значения $\cos \phi$, чем у асинхронного генератора, а также потому, что он легче поддается анализу.

Система управления имеет в качестве управляющего органа микро-ЭВМ. Она позволяет экономично управлять многими режимными ситуациями. Особое внимание уделено разработке системы управления, что позволяет уменьшить проектные требования к другим компонентам ВЭУ.

Результаты предварительных проектов. На основе использования отобранных вариантов систем и результатов решения задачи по выбору оптимальных параметров разработаны проекты ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт, предназначенных для работы на участках со среднегодовой скоростью ветра соответственно 5,4 и 8 м/с. Основные данные предварительных проектов изложены ниже.

Экономические показатели были оценены исходя из производства 100 установок и включают накладные расходы контрактов и выплату гонораров. Стоимость ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт составляет соответственно около 467 и 644 тыс. долл., или 935 и 430 долл./кВт, а стоимость энергии — 4,04 и 1,57 цент/(кВт·ч).

Метод строительства ВЭУ может оказывать значительное влияние на ее стоимость в целом. Доставка оборудования и производство работ включают следующие этапы: доставка ветроколеса непосредственно на строительную площадку, возведение башни местным подрядчиком, монтаж и наладочные испытания головки с оборудованием в заводских условиях, доставка на строительную площадку головки, установка на башню ее и ветроколеса.

Различные варианты этих операций зависят от размеров ВЭУ, месторасположения строительного участка и его условий.

Динамическое взаимодействие ветроколеса и башни оказывает влияние на их стоимость, которая может быть минимизирована путем совместного анализа этих двух основных систем. Правильный выбор рабочей частоты вращения ветроколеса и частоты собственных колебаний ветроколеса и башни может обеспечить при меньшей стоимости большую надежность в результате уменьшения массы и требований по прочности. Система ветроколеса — башня должна быть динамически настроена так, чтобы обеспечить наи-

Таблица 5.3. Суммарная стоимость башен, долл.*

Наименование затрат	Стальная ферменная конструкция	Стальная труба	Расчлененная мачта
Основная суммарная стоимость	25 000/65 400	40 500/105 400	51 200/—
В том числе:			
суммарная стоимость конструкции	7 700/34 200	23 900/69 800	17 300/—
стоимость фундамента	17 300/31 200	16 600/35 600	22 900/—
Дополнительная стоимость, связанная с обеспечением материалами	13 799/23 100	13 700/23 100	14 800/—
Полая стоимость башни	38 700/88 500	54 200/128 500	66 000/—

* В числителе — для ВЭУ мощностью 100 кВт, в знаменателе — 1000 кВт.

вариантов — 1, 3 и 5. Это потребовало для каждого из этих вариантов выполнить оценку выработки энергии и капитальных вложений (табл. 5.4 и 5.5). Анализ показывает, что наилучшим является вариант 5, который был рассмотрен несмотря на то, что ранее была показана его малая перспективность из-за наибольших массы и стоимости, а также большего конструкторского риска.

Варианты 1 и 3 различаются в основном методом регулирования вращающего момента ветроколеса: по первому оно осуществляется посредством изменения угла установки лопастей или поворота регулируемых закрылков-стабилизаторов, по третьему — посредством использования тормозных закрылков-клапанов.

Вариант 3 обладает некоторыми преимуществами по массе и стоимости, однако эти преимущества сводятся к нулю по техническим соображениям. Даже без учета подшипников тормозных закрылков механизм их поворота и система управления являются по сложности такими же, как в случае использования регулируе-

Таблица 5.4. Масса ВЭУ, кг*

Наименование системы	Вариант 1	Вариант 3	Вариант 5
Масса динамических систем	7990/33 065	7475/31 125	9278/37 764
В том числе:			
ветроколесо	3858/14 630	3343/12 689	4414/16 155
система передачи вращающего момента	2451/14 605	2451/14 605	3036/17 429
электрическая система	1334/3459	1334/3459	1479/3808
система управления	347/372	347/372	347/372
Узел ориентации с приводом	5645/19 465	5645/19 465	5645/19 465
Масса оборудования на башне	13 635/52 531	13 120/50 590	14 923/57 229
Башня (включая фундамент)	6841/29 166	6 841/29 167	7847/31 026
Вся ВЭУ	20 476/81 697	19 961/79 747	22 770/88 255

* В числителе — для ВЭУ мощностью 100 кВт, в знаменателе — 1000 кВт.

Таблица 5.5. Стоимость ВЭУ, долл.*

Наименование системы	Вариант 1	Вариант 3	Вариант 5
Ветроколесо	50 130/157 810	49 565/152 605	64 025/192 895
В том числе:			
лопасти и закрылки	30 105/68 945	29 920/66 440	38 125/83 335
втулка	20 025/88 865	19 645/86 165	24 900/109 560
Башня	46 865/99 680	46 865/99 680	52 855/105 770
В том числе:			
конструкция	7950/35 440	7950/35 440	9745/38 530
оборудование	13 615/23 040	13 615/23 040	14 110/23 540
фундамент	25 300/41 200	24 300/41 200	29 000/43 700
Узел ориентации с приводом	12 960/52 090	12 960/52 090	12 960/52 090
Система передачи вращающего момента	19 475/110 150	19 470/110 115	23 980/130 675
Электрическая система	28 695/79 740	28 695/79 740	53 960/219 685
Система управления	11 160/11 630	11 160/11 630	11 160/11 630
ВЭУ в целом	169 285/511 100	168 715/505 860	218 940/712 745
Строительство и монтаж	16 160/24 625	16 160/24 625	17 525/33 725
Итого	185 445/535 725	184 875/530 485	236 465/746 470

* В числителе — для ВЭУ мощностью 100 кВт, в знаменателе — 1000 кВт.

ных закрылков. Ветроколесо с фиксированной установкой лопастей создает трудноразрешимую проблему пуска ВЭУ при низких скоростях ветра и ее останова при высоких скоростях. В этом случае, вероятно, требуются какие-либо дополнительные устройства для решения указанных проблем. Такое ветроколесо к тому же работает, как правило, с более высокой осевой нагрузкой, что требует усиления всей конструкции.

Наконец, следует отметить, что ветроколесо с фиксированной установкой лопастей должно часто работать в вихревом кольцевом поле, т. е. в аэродинамически-неустойчивом режиме, на котором возможны большие колебания осевых нагрузок. Эти нагрузки чрезвычайно трудно предсказать, и они могут быть причиной возникновения серьезных проблем.

Указанные технические трудности приводят к тому, что риск при разработке ветроколеса с переменной частотой вращения значительно выше, чем при разработке ветроколеса с постоянной частотой вращения, причем без какой-либо компенсации в части повышения экономической эффективности. Поэтому окончательный выбор совершенно однозначно падает на вариант 1 с ветроколесом, имеющим изменяемый угол установки лопастей и постоянную частоту вращения и приводящим во вращение синхронный генератор через редуктор с постоянным передаточным отношением. В качестве опорной конструкции ВЭУ для дальнейшей разработки выбрана стальная ферменная башня. Низкая стоимость, большая доступность, легкость модификации и низкий конструкторский риск сделали целесообразность этого вывода очевидным.

Математическая модель ВЭУ и внешних воздействий на нее разработана в соответствии с общими требованиями решаемой задачи. В целом модель описывает связи характеристик внешней среды (например, среднегодовой скорости ветра, градиента скорости по высоте и др.) с характеристиками ветроколеса (диаметром, окружной скоростью концов лопастей, длиной хорды и др.), механизмов привода (числом ступеней), генераторного оборудования (частотой вращения, КПД) и опорной конструкции, обеспечивающими получение заданной установленной мощности. Модель дает на выходе массу установки, стоимость компонентов и экономические показатели ВЭУ, требуемые для ее оценки (стоимость энергии, капитальные вложения и коэффициент использования установленной мощности).

5.4.2. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ ВЭУ

Математическая модель была использована для решения оптимизационной задачи. Основные компоненты ВЭУ и ее системы оптимизированы методом итераций, выполнен сравнительный анализ возможных вариантов и анализ устойчивости оптимального решения. Выходным показателем, который оптимизировался (минимизировался), была стоимость энергии. Задача оптимизации включала несколько итераций, чтобы определить основные параметры ВЭУ путем последовательного приближения к их оптимальным значениям. Значения отдельных параметров, выбранных для последующей стадии предварительного проекта, были определены на основе других проектных исследований.

При оптимизации использована параметрическая модель, которая накладывала ряд ограничений в части возможности детализации рассматриваемых вариантов. Исходные данные, вводимые в модель, формировались в результате большого объема детальных исследований и сравнительных оценок. Для того чтобы перейти к стадии предварительного проекта, выполнен анализ результатов большого объема расчетов на модели, некоторых других исследований, а также использован опыт фирмы Kaman и энергетической компании Northeast Utilities.

Основным параметром ВЭУ, влияющим на стоимость вырабатываемой энергии и капитальные вложения, является среднегодовая скорость ветра V_r , поскольку она определяет количество полагаемой энергии, приходящейся на единицу площади, которая может быть использована для выработки электроэнергии, установленная мощность ВЭУ $P_{уст}$ и расчетная скорость ветра V_p , при которой ВЭУ развивает эту мощность. Установленная мощность определяет параметры системы передачи вращающего момента и электрической системы. Расчетная скорость ветра совместно с установленной мощностью определяет диаметр ветроколеса и высоту башни. Таким образом, эти три параметра определяют размеры ВЭУ и ее годовую выработку энергии.

Исследования выполнены для значений V_T , изменяющихся в диапазоне от 3,6 до 10,7 м/с, но основное внимание уделено рассмотрению значений $V_T=5,4$ и 8 м/с. Установленная мощность рассмотрена в пределах от 50 до 3000 кВт.

Представленные на рис. 5.20 зависимости стоимости энергии и капитальных вложений ВЭУ построены для $V_T=5,4$ и 8 м/с и для

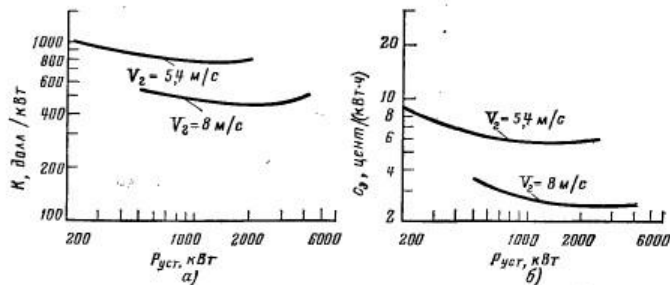


Рис. 5.20. Зависимость удельных капитальных вложений K (а) и стоимости энергии c_0 (б) от установленной мощности ВЭУ $P_{уст}$ при среднегодовых скоростях ветра $V_T=5,4$ и 8,0 м/с.

выбранных $V_D=9,3$ и 11,5 м/с соответственно. Кривые построены по материалам предварительного проекта и являются наиболее точными.

Результаты исследования показывают, что среднегодовая скорость ветра на участке является самым важным параметром, влияющим на выработку энергии и капитальные вложения, и для заданных среднегодовой и расчетной скорости ветра стоимость энергии и капитальные вложения сильно не изменяются с изменением установленной мощности ВЭУ, когда рассматриваются точки в области, близкой к минимальному значению.

Для того чтобы иллюстрировать сказанное, рассмотрим кривую для $V_T=8$ м/с на графике стоимости энергии. Минимум стоимости соответствует $P_{уст} \approx 2300$ кВт. Кривая является пологой в области этой точки, так что установленная мощность может быть изменена на несколько сотен киловатт в любую сторону без значительного изменения стоимости энергии, что позволяет иметь значительную свободу в выборе других параметров, таких, как, например, диаметр ветроколеса и минимальная рабочая скорость ветра. Указанное обстоятельство дает проектировщику гибкость в выборе параметров, облегчающую удовлетворение специфических требований потребителей, ограничений по конструкторскому риску, требований по экономическим показателям и по эксплуатации ВЭУ.

Выбор систем для предварительного проекта, который осуществлялся в ходе выполнения оптимизационных расчетов и других количественных и качественных исследований, привел к тому, что

для этапа предварительного проекта были приняты ВЭУ с двумя уровнями установленной мощности: меньшей — 500 кВт и большей — 1500 кВт. ВЭУ мощностью 500 кВт имеет ветроколесо диаметром 45,7 м и оптимальна для участков с $V_T=5,4$ м/с, ВЭУ мощностью 1500 кВт имеет ветроколесо диаметром 54,9 м и оптимальна для участков с $V_T=8$ м/с.

Основные характеристики ВЭУ, выбранных для предварительного проекта, приведены ниже.

	$P_{уст}=500$ кВт	$P_{уст}=1500$ кВт
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5,4	8
Установленная мощность, кВт	500	1500
Расчетная скорость ветра, м/с	9,3	11,5
Диаметр ветроколеса, м	45,7	54,9*
Коэффициент заполнения ветроколеса	0,03	0,03
Частота вращения ветроколеса, об/мин	32	34
Стоимость энергии, цент/(кВт·ч)	7,0	2,8
Удельные капитальные вложения, долл/кВт	846	499
Стоимость ВЭУ, тыс. долл.	423,1	749
Коэффициент использования установленной мощности, %	29	43

* Целесообразность выбора диаметра ветроколеса равным 54,9 м подтверждается расчетами по условию получения минимума стоимости энергии, которые были выполнены впоследствии на основе данных предварительного проекта (см. рис. 5.21).

Приспособленность к работе на различных участках состоит в том, что выбранные ВЭУ могут быть использованы в районах с $V_T=3,6 \div 10,7$ м/с (рис. 5.21).

Линия оптимальных ВЭУ проведена через нанесенные на график точки, соответствующие ВЭУ с минимальной стоимостью энергии, для данной среднегодовой скорости ветра. ВЭУ мощностью 500 кВт была оптимизирована для $V_T=5,4$ м/с, и, следовательно, соответствующая ей линия пересекает линию оптимальных ВЭУ в точке А. Линия ВЭУ мощностью 1500 кВт пересекает линию оптимальных ВЭУ в точке В при соответствующей этой ВЭУ проектной $V_T=8$ м/с. Значительные области указанных линий настолько близки друг к другу, что выбранные ВЭУ двух мощностей перекрывают диапазон $V_T=4 \div 10$ м/с с потерями в стоимости энергии менее чем 0,5%. ВЭУ мощностью 500 кВт может быть использована на участках с $V_T \leq 6,3$ м/с, где соответствующая ей линия пересекается с линией ВЭУ мощностью 1500 кВт (точка С), а ВЭУ мощностью 1500 кВт — на участках с $V_T \geq 6,3$ м/с.

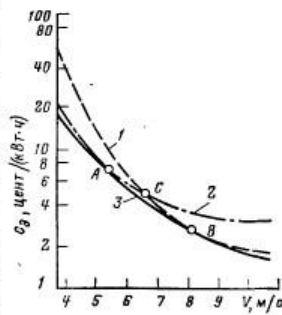


Рис. 5.21. Зависимость стоимости энергии c_0 от V_T : 1 — при использовании ВЭУ, оптимальной для $V_T=8,0$ м/с; 2 — то же для $V_T=5,4$ м/с; 3 — при использовании обеих установок.

Основной вывод заключается в том, что проекты обеих ВЭУ могут обеспечить соответствие предъявляемым требованиям для участков с широким диапазоном среднегодовых скоростей ветра, охватывающим наиболее перспективные области США. Это означает, что требуются только два типа ВЭУ, которые можно произ-

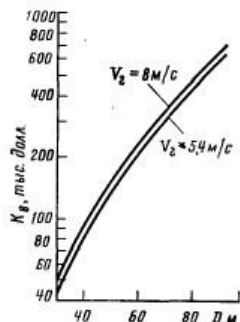


Рис. 5.22 Зависимость стоимости ветроколеса K_2 от его диаметра D для $V_r=8,0$ и $5,4$ м/с.

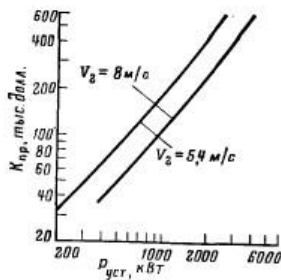


Рис. 5.23. Зависимость стоимости системы передачи вращающего момента $K_{пр}$ от $P_{уст}$.

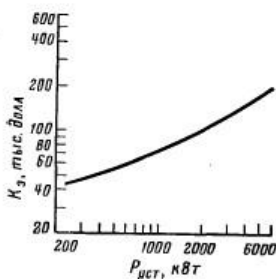


Рис. 5.24. Зависимость стоимости электрической системы $K_э$ от $P_{уст}$ (для зон с любой V_r).

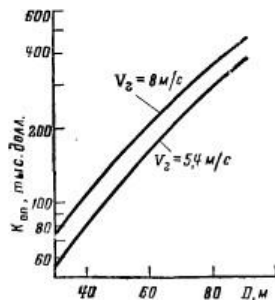


Рис. 5.25. Зависимость стоимости опорной конструкции $K_{оп}$ от диаметра ветроколеса D при $V_r=8,0$ и $5,4$ м/с.

водить в условиях серийного выпуска стандартных компонентов, обеспечивающего улучшение экономических показателей ВЭУ.

Стоимость основных систем ВЭУ легко может быть представлена как функция диаметра ветроколеса или установленной мощности в зависимости от того, что является более представительным аргументом для конкретной рассматриваемой системы. Например, стоимость ветроколеса (рис. 5.22) — функция, главным образом,

его диаметра, тогда как стоимость системы передачи вращающего момента (рис. 5.23) является в основном функцией установленной мощности ВЭУ.

Зависимости на графиках рис. 5.22—5.27 построены по результатам анализа влияния параметров на стоимость систем, выпол-

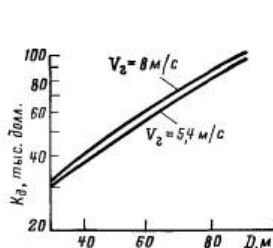


Рис. 5.26. Зависимость дополнительных капитальных вложений $K_д$ от диаметра ветроколеса D при $V_r=8,0$ и $5,4$ м/с.

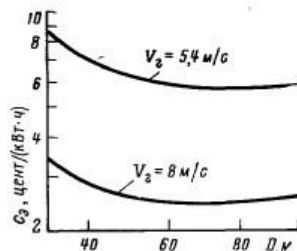


Рис. 5.27. Зависимость стоимости энергии $c_э$ от диаметра ветроколеса D при $V_r=8,0$ и $5,4$ м/с.

ненного на стадии предварительного проекта, после того как основная часть исследовательских работ была закончена.

Стоимость системы передачи вращающего момента значительно выше для низшей из рассматриваемых среднегодовых скоростей ветра, потому что в этом случае оптимальные ветроколеса имеют больший диаметр и меньшую частоту вращения и, следовательно, создают больший вращающий момент. При определении стоимости опорной системы принято, что расстояние от конца опущенной вниз лопасти до поверхности земли составляет $15,2$ м для обоих случаев.

Стоимость системы управления принята постоянной, не зависящей от размера ветроколеса и установленной мощности. Система, описанная ниже, включает только электрические и электронные устройства, которые управляют работой ветроколеса и механизма ориентации, и выполняет функции, связанные с телеизмерением и управлением при аварийных ситуациях.

Тенденции изменений стоимости ВЭУ определены по тенденциям изменений стоимости систем, полученным ранее для параметрической модели предварительного проекта. Прямые капитальные вложения как функция установленной мощности и стоимость энергии в зависимости от диаметра ветроколеса показаны на рис. 5.20 и 5.27. Видно, что ВЭУ, производящие энергию с минимальной стоимостью, не обязательно имеют наименьшие удельные капитальные вложения.

Требования к ВЭУ и их применению в энергосистемах определяются целью поднять в будущем их роль в производстве электри-

ческой энергии. Следовательно, они должны быть экономически конкурентоспособными и признаны энергосистемами и общественностью. Кроме того, энергосистемы заботятся и о том, чтобы без затруднений обеспечивались связь ВЭУ с существующими сетями и безопасная и надежная работа. Общественное одобрение будет зависеть, главным образом, от решения вопросов безопасности эксплуатации ВЭУ, соображений экологического характера и от того, как строительство ВЭУ повлияет на месячные счета потребителей электроэнергии.

Комплекс вопросов возникает вследствие введения в энергосистемы хорошо видимых издалека ВЭУ. Наиболее важными вопросами являются принципиальное отношение энергосистем к строительству ВЭУ, организация финансирования и выбора генерирующей структуры энергосистем, федеральные и внутриштатные правила, включая вопросы разрешения строительства ВЭУ и вопросы безопасности, наконец, воздействие на окружающую среду и одобрение общественности.

Прежде эти вопросы подробно не изучались. Поэтому было выполнено предварительное исследование, чтобы получить общие представления об этих проблемах. Большая информация и консультации были получены от энергокомпаний и фирм.

Отношение энергосистем к строительству ВЭУ определилось по мнениям двух энергосистем, консультировавших по вопросам перспективного использования ВЭУ. Эти энергосистемы резко отличаются по взглядам на перспективное развитие. Northeast Utilities (NU) представляет собой энергосистему с суммарной мощностью 5500 МВт, включая 1100 МВт атомных станций. Будущее развитие энергосистемы предполагается, главным образом, за счет наращивания их суммарной мощности. Colorado Springs Public Utilities (CSPU) представляет собой муниципальную энергосистему с мощностью всего 320 МВт. Эта компания имеет электростанции, работающие на газе, мазуте и угле. Основное проектируемое развитие мощности энергосистемы CSPU будет происходить за счет сжигания угля.

В ходе дискуссий определены следующие важные факторы, которые могут воздействовать на точку зрения энергосистем относительно строительства ВЭУ в перспективе.

Стоимость топлива является главным фактором; она стимулирует данное научное исследование. Однако проблема стоимости топлива ощущается одними энергосистемами острее, чем другими. Энергосистемы, которые сильно зависят от жидкого топлива, особенно от импортируемого, ощущают проблему в наибольшей степени. Энергосистемы, использующие низкокалорийный сернистый уголь, гидроэнергию и ядерную энергию, ощущают изменения в стоимости топлива меньше. Наиболее вероятно, что в ближайшем будущем в использовании ВЭУ больше всего будут заинтересованы фермеры.

Экологические проблемы, привлекающие внимание общественности, поддерживаемой теперь законом, заставляют энергосисте-

мы улучшать защиту от загрязнения воздушной и водной среды и внешний вид энергообъектов. В будущем эти обстоятельства могут препятствовать сооружению экономически оптимальных электростанций. В связи с остротой этих проблем энергосистемы могут проявлять больше заинтересованности в сооружении ВЭУ, несмотря на их возможные недостатки в части экономики.

Модель нагрузки энергосистемы и ее прироста. Энергосистемы считают, что, до тех пор пока не будет сделано значительных достижений в области аккумуляции энергии, главная роль ВЭУ будет заключаться в экономии топлива. При наличии ветра они могут быть подключены к сети и вытеснить энергию электростанций, работающих на органическом топливе, уменьшая таким образом издержки на топливо. Ценность ВЭУ в этом случае, очевидно, определяется стоимостью сэкономленного топлива и сравнительной эффективностью вытесняемых генерирующих установок.

В связи с тем что останов и пуск больших базовых установок, таких, как ядерные реакторы, в принципе недопустимы, ВЭУ будут наименее эффективны как средство экономии топлива в течение периодов минимальных нагрузок. Наоборот, когда они могут вытеснить энергию наименее эффективных установок, которые вводятся в работу только в периоды пика нагрузки, их использование будет наиболее эффективно. Таким образом, для определения эффективности использования ВЭУ в конкретной энергосистеме необходимо сравнить суточные и сезонные изменения графика нагрузки с моделью суточных и сезонных изменений скоростей ветра. В идеальном случае желательно, чтобы самые ветреные периоды, суточные и сезонные, совпадали с максимальными нагрузками.

Прогнозируемый рост нагрузки — также существенный фактор. Энергосистемы с избыточной мощностью, достаточной для покрытия роста нагрузок, будут, вероятно, скорее склоняться к тому, чтобы мириться с высокой стоимостью топлива и не вкладывать капитал в увеличение мощности энергосистемы, не являющейся крайне необходимой. Это особенно приемлемо в условиях выполнения расширенных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на удешевление и повышение эффективности ВЭУ в будущем. В этом случае энергосистема с достаточной мощностью будет, вероятно, в ближайшей перспективе склоняться к отсрочке приобретения ВЭУ.

Таким образом, энергосистемы не против строительства ВЭС как средства экономии топлива. Энергосистемы, испытывающие острый дефицит в топливе, приобретающие его по очень высокой цене и нуждающиеся в увеличении мощности, являются наиболее вероятными потребителями ВЭУ в ближайшем будущем.

Оценка затрат на развитие ветроэнергетики в энергосистемах основывается на обычных для энергосистем финансовых процедурах и предположении об использовании ВЭУ большой единичной мощности.

Ниже приведены принятые показатели срока службы систем ВЭУ, принципы финансирования предприятия и распределения доходов:

Срок службы динамических систем, лет	30
Срок службы конструктивных систем, лет	50
Финансирование, %:	
за счет кредита	50
за счет капитала организаторов предприятия	50
Возврат капитала, %:	
по кредиту	9
по капиталу организаторов предприятия	11,5
Амортизация ¹ , лет	30
Норма налога на корпорацию, %	48

¹ Равномерная.

Прямые капитальные вложения складываются из затрат на производство, транспортировку, строительство и наладку ВЭУ на строительной площадке, приобретение участка и его подготовку, закупку вспомогательного оборудования и обеспечение безопасности эксплуатации. Средняя стоимость произведенной энергии за срок службы системы включает возврат капитала, процент на капитал, налоги, эксплуатационные издержки и затраты на техническое обслуживание.

В параметрическую модель, разработанную ранее, были включены подпрограммы, аналогичные используемым в службе NU процедурам оценки ежегодных изменений возврата капитала, процента на капитал и налогов.

Издержки по эксплуатации и техническому обслуживанию приняты такими, как они установлены службе NU для подобных электростанций и оборудования, за исключением издержек по техническому обслуживанию ветроколеса, которые были основаны на экспериментах фирмы Капан с вертолетами. Ежегодные эксплуатационные издержки были установлены равными 1,5 % прямых капитальных вложений. В издержки входят оплата обслуживающего персонала и связанные с эксплуатацией непрямые и накладные расходы.

Выполнение требований техники безопасности при эксплуатации ВЭУ не представляет трудностей. Беспокойство вызывает только возможность отрыва льда от лопастей. Хотя это и мало вероятно, законы штатов могут потребовать создания вокруг ВЭУ буферной охранной зоны.

Имеется также опасность действий злоумышленников, в особенности на участках, оставляемых без надзора. Ограждение, освещение и другие мероприятия уменьшают эту опасность, но не могут полностью ее ликвидировать. Трубчатая башня с лестничным маршем внутри будет способствовать охране ВЭУ, так как уменьшается возможность доступа посторонних людей в башню и к оборудованию, расположенному в головке.

Безопасность эксплуатационного персонала должна обеспечиваться главным образом во время технического обслуживания ВЭУ. Требования по безопасности эксплуатационного персонала должны быть согласованы с OSHA и соответствовать промышленным стандартам. Установленные в энергосистемах правила, регламентирующие меры безопасности персонала, осуществляющего техническое обслуживание оборудования, должны быть расширены чтобы приспособить их к особым условиям обслуживания ВЭУ.

Техническое обслуживание ВЭУ, за исключением, возможно, ветроколеса, не вызывает затруднений. Система передачи вращающего момента, электрическая система и связанная с ними система управления имеют аналоги во многих технических устройствах, эксплуатируемых в настоящее время энергокомпаниями, и требования по обслуживанию этих систем могут быть легко выполнены при использовании приемов, уже применяемых на практике.

ВЭУ может длительно работать в удаленном пункте и без обслуживающего персонала. Поэтому ее надежность и продолжительность срока службы рассматриваются как особенно важные показатели. Имеет большое значение также способность системы управления определить наличие критической ситуации в ВЭУ и осуществить ее автоматический останов без повреждений.

Профилактическое техническое обслуживание должно быть простым и требоваться не чаще 1 раза в месяц. Основное обслуживание, включающее возможную разборку некоторых систем и замену частей, должно выполняться ежегодно. Профилактический осмотр башни и других конструкций должен быть предусмотрен по плановому графику один раз в 10 лет. Только при видимом износе или повреждении разборка основных динамических узлов с их удалением с рабочего места должна производиться ранее, чем предусмотрено по графику, зависящему от числа работы данного узла. Должна предусматриваться возможность ремонта тяжелых узлов на месте без снятия их с башни. Следует избегать применения специальных инструментов и оборудования, которыми не располагают энергосистемы; персоналу, обслуживающему ВЭУ, должно быть достаточно производственных навыков, которыми обладает персонал энергосистем.

Вопрос воздействия на окружающую среду в последние годы находит все большее отражение в проектах электростанций. Взгляды на воздействие различных объектов энергосистем на окружающую среду зависят от конкретных местных условий, планируемых организационных мероприятий и других менее важных факторов. Воздействие на окружающую среду ВЭС, известное и предполагаемое, должно рассматриваться в совокупности с другими проблемами производства энергии, такими, как дефицит и высокая стоимость органического топлива, которые оказывают смягчающее влияние на решение вопроса о допустимости экологических воздействий ВЭС. Обычно такое рассмотрение стимулирует строительство ВЭС. Кроме того, ВЭС не загрязняют воздушную и водную среду,

что является в настоящее время важным фактором для энергосистем.

Существуют два основных вопроса экологического характера, связанных со строительством ВЭС: создание шума работающими ВЭУ и влияние ВЭС на ландшафт.

Шум при работе ВЭУ создается ветроколесом, подшипниками и генератором. Есть надежда, что уровень шума будет ниже допустимого и ВЭС будут размещены на достаточном расстоянии от населенных пунктов. Указанные обстоятельства могут позволить исключить вопрос создания шума работающими ВЭУ из числа существенных.

Влияние ВЭС на ландшафт является экологическим вопросом, по которому легко может возникнуть полемика. Мало вероятно, что мощные ВЭУ при большом их количестве можно разместить так, чтобы избежать создания отрицательного визуального эффекта.

Задача состоит не просто в том, чтобы расположить ВЭУ дальше от населенных центров, которым нужна энергия. Удаленное расположение установок увеличивает потери в линиях электропередач и уменьшает их эффективность. Поэтому желательно изыскивать возможность располагать ВЭУ на рассредоточенных площадях, где возможно ослабление их отрицательного визуального воздействия. Но самое рациональное размещение ВЭУ в отношении местного распределения скоростей ветра может быть не лучшим с эстетических позиций. Создание гармоничного цветового фона может до некоторой степени улучшить положение. Энергокомпания CSPU в ряде случаев использовала систему окраски, декоративные растения, простую изгородь и панели для того, чтобы замаскировать основания мачт линий электропередачи и трансформаторных подстанций, и это дало положительный результат.

Имеется единодушное мнение, что трубчатая башня будет иметь более приятный внешний вид, чем стальная ферма. Энергосистемы будут иметь возможность использовать любую располагаемую технику, чтобы сделать ВЭУ не очень бросающимися в глаза.

Разрешение на строительство ВЭС, как и других электростанций нового типа, может явиться для энергосистем долгой и дорогостоящей процедурой. Имеются некоторые особые моменты, связанные с получением разрешения на строительство ВЭС, по которым требования пока не ясны. Энергосистемы соглашаются, что, как и для других электростанций, на строительство ВЭС должно быть получено разрешение администрации штата, но не ясно пока, будет ли требоваться отдельное разрешение для каждого участка или достаточно одного общего разрешения.

Направление использования ВЭС в энергосистеме будет определяться в конечном счете экономическими соображениями. Выполнен предварительный анализ по оценке допустимой стоимости ВЭС для трех направлений их использования.

Использование ВЭС как средства экономии топлива рассматривается в качестве главного направления их применения. При этом ВЭС подключаются в сеть в периоды, когда имеется ветер, в результате чего мощность, выдаваемая энергоустановками, сжигающими топливо, может быть снижена. Для экономии топлива может быть использовано любое количество ВЭУ. Допустимая стоимость ВЭС вычислена как функция стоимости сэкономленного топлива (рис. 5.28). Применение ВЭУ мощностью 1500 кВт при прямых капитальных вложениях приблизительно 480 долл/кВт может рассматриваться как более эффективное, чем применение ГТУ, сжигающей относительно дорогой мазут марки 2, но менее эффективное, чем использование энергоустановок, сжигающих уголь или мазут марки 6. Для эффективности ВЭС в последнем случае их капитальные вложения должны быть снижены соответственно до 180 и 300 долл/кВт.

Участие ВЭС в покрытии базисной нагрузки возможно, если часть или вся их мощность выдается с высоким уровнем надежности. Использование ВЭС для покрытия базисной части графика нагрузки предполагает наличие большого количества ВЭУ, расположенных таким образом, чтобы извлечь выгоду из несинхронности изменений скоростей ветра на большой территории. Энергия, избыточная относительно базисной нагрузки, может быть использована для экономии топлива.

Анализ допустимой удельной стоимости ВЭС, участвующей в покрытии базисной нагрузки с дополнительной экономией топлива, был выполнен для ВЭС с суммарной установленной мощностью 1000 МВт, имеющей гарантированную мощность базисной нагрузки 100 МВт с обеспеченностью, равной 0,7. Это означает, что с вероятностью 0,7 мощность 100 МВт будет выдаваться для удовлетворения требований по покрытию базисной нагрузки в любое время. При коэффициенте использования установленной мощности ВЭС, равном 0,35, она будет иметь эффективный коэффициент использования установленной мощности с точки зрения дополнительной экономии топлива приблизительно 0,315. Последнее значение получено в результате снижения общего коэффициента использования установленной мощности ВЭС, равной 1000 МВт, на 10%, которые создают гарантированную мощность для участия в покрытии базисной нагрузки. При анализе стоимость вытесняемой базисной энергии принята равной 3,5 цент/(кВт·ч) при значении топливной составляющей 2,35 цент/(кВт·ч).

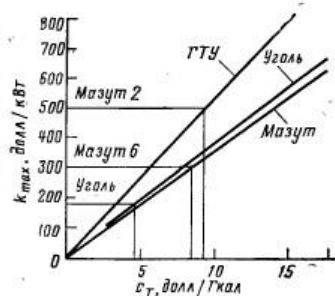


Рис. 5.28. Зависимость максимально допустимых удельных капитальных вложений для ВЭУ k_{max} от стоимости и вида замещаемого топлива c_t (в ценах 1975 г.).

В результате расчетов и прогнозов установлена допустимая стоимость ВЭС. Она равна приблизительно 510 долл/кВт при их использовании одновременно как для покрытия базисной нагрузки, так и для экономии топлива, что сравнительно близко к значению 480 долл/кВт, соответствующему использованию ВЭС только как средства экономии топлива при вытеснении энергии газовой турбинной энергоустановки.

При использовании ВЭС совместно с системами аккумулирования энергии аккумулирование рассматривается как средство получения дополнительной гарантированной мощности в энергосистеме в периоды пиковых нагрузок, несмотря на значительную изменчивость скоростей ветра. Пиковая мощность отличается от базовой тем, что она вытесняет мощность пиковых установок, таких, как

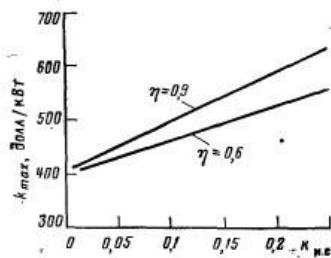


Рис. 5.29. Зависимость максимальных удельных капитальных вложений k_{max} для ВЭУ с аккумуляцией энергии от коэффициента использования максимальной суточной мощности k_{ac} и КПД аккумуляции η .

ГТУ, к тому же избыток энергии, не требующийся для аккумулирования, идет, как и прежде, для экономии топлива. Кроме факторов, связанных с экономией топлива, при анализе использования ВЭС для покрытия пиковой нагрузки также рассматриваются годовые и суточные коэффициенты использования мощности, КПД аккумуляции и стоимость энергии вытесняемых пиковых установок.

В рассматриваемом случае в допустимую удельную стоимость ВЭС включена стоимость аккумуляционных систем (рис. 5.29). Допустимая удельная стоимость ВЭС построена как функция коэффициента использования максимальной суточной мощности для двух значений КПД аккумуляции. Результаты показывают, что как коэффициент использования максимальной суточной мощности, так и КПД аккумуляции значительно влияют на допустимую стоимость комплекса ВЭС — система аккумуляции.

Результаты экономической оценки возможного использования ВЭС в энергосистемах рассматриваются в сопоставлении с полуконной стоимостью проектируемых ВЭУ. По результатам детального экономического анализа капитальные вложения составляют приблизительно 900 долл/кВт для ВЭУ мощностью 500 кВт и 480 долл/кВт для ВЭУ мощностью 1500 кВт. Использование более мощной ВЭУ экономически целесообразно. Капитальные вложения в ВЭУ 480 долл/кВт сопоставимы с оценкой в 500 долл/кВт допустимых капитальных вложений при использовании ВЭУ только как средства экономии топлива при замещении выработки энергии ГТУ. Однако при сравнении с энерго-

установками, использующими в качестве топлива уголь или мазут марки 6, ВЭУ мощностью 1500 кВт в настоящее время оказываются неконкурентоспособными. Смогут ли ВЭУ в будущем конкурировать с такими энергоустановками, зависит от того, какими темпами будет расти стоимость топлива и снижаться стоимость ВЭУ в процессе их усовершенствования.

Использование ВЭС только для экономии топлива оценивается как наиболее перспективное направление в настоящее время. В этом случае ВЭС могут представлять собой как одиночную установку, так и мощные многоагрегатные электростанции и, следовательно, широко использоваться как большими, так и малыми энергосистемами.

При использовании ВЭС в качестве средства экономии топлива при одновременном их участии в покрытии базисной нагрузки прогнозируемые капитальные вложения для ВЭУ мощностью 1500 кВт ненамного меньше, чем допустимые капитальные вложения, равные 510 долл/кВт. Предположения, сделанные при анализе, оптимистичны, однако если даже участки с необходимыми ветровыми условиями могут быть найдены, должны потребоваться производство очень большого количества ВЭУ и соответствующие дополнительные затраты на линии электропередачи, которые не были приняты в расчет при оценке капитальных вложений по ВЭС. Это увеличит стоимость ВЭС в будущем.

Несмотря на то что такое направление использования энергии ветра требует большого количества ВЭУ, только около 10 % суммарной установленной мощности, применительно к рассмотренному примеру, будет добавлено к базовой мощности. По существу, такая ВЭС является все же главным образом средством экономии топлива и имеет нерегулярный характер выдаваемой мощности. В связи с тем что в рассматриваемом случае требуется большое количество ВЭУ и скорее всего ВЭС сможет обеспечивать только небольшую базовую мощность, представляется, что такое использование энергии ветра имеет ограниченные возможности с точки зрения экономической эффективности для типичной энергосистемы в обозримом будущем.

Прогнозируемые капитальные вложения, связанные с ВЭУ мощностью 1500 кВт, примерно равны допустимой стоимости при использовании ВЭС как средства экономии топлива с участием в покрытии пиковых нагрузок. Однако они несколько занижены, так как не учитывают вынужденных простоев ВЭС. Анализ допустимой стоимости предполагал также, что аккумуляционная ветровая энергия должна замещать дорогостоящую энергию, вырабатываемую ГТУ. Если вытесняется менее дорогая энергия других генерирующих установок, допустимая стоимость ВЭС соответственно ниже. Жизнеспособность ВЭС при таком их использовании зависит от возможности разработки недорогих и эффективных аккумуляционных систем.

Анализ различных направлений использования ВЭС выполнен для того, чтобы оценить за относительно большой период времени

экономическую эффективность их создания для типичной энергетической системы. Были исследованы направления, не требующие отклонений от современной промышленной практики и установленных норм, регламентирующих работу энергосистем и определяющих структуру и резервную мощность, которые нелегко приспособить к изменчивой или пульсирующей генерирующей мощности, хотя и в случае такой мощности эти нормы могут быть полностью удовлетворены при специфических направлениях использования ВЭС. Их применение для питания определенных потребителей, которые могут работать при ожидаемых перебоях в энергоснабжении, соответствующих нормам, может открыть новые области использования энергии ветра.

Ценность электроэнергии, вырабатываемой ВЭС, при различных направлениях их использования в энергосистеме определяется размерами капитальных вложений, издержек по эксплуатации, техническому обслуживанию и стоимости вытесняемого топлива, прогнозируемой сравнительно большой северо-восточной энергосистемой, а также дефицитностью топлива в будущем. Эти факторы значительно изменяются при переходе к другим энергосистемам в различных частях страны и могут коренным образом измениться в будущем вследствие непредвиденных обстоятельств.

Если нефть и природный газ будут истощаться более быстро, чем прогнозируется, и это вызовет соответствующее увеличение стоимости топлива, то использование энергии ветра должно стать в США значительно более конкурентоспособным. В других частях мира, главным образом в слаборазвитых странах и даже в некоторых удаленных районах США, условия уже сегодня могут быть такими, что энергия ветра будет технически и экономически конкурентоспособной альтернативой энергоснабжения.

5.4.3. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ ВЭУ

Оптимизированные характеристики систем явились основой для разработки предварительных проектов ВЭУ мощностью 500 кВт (для районов с $V_T = 5,4$ м/с) и мощностью 1500 кВт (для районов с $V_T = 8$ м/с).

Положительным качеством является относительно небольшая зависимость стоимости энергии от изменения диаметра ветроколеса в диапазоне от 46 до 55 м (см. рис. 5.27). Определены капитальные вложения, коэффициент использования установленной мощности, влияние типа ветроколеса и их пригодность для ВЭУ, эксплуатируемых на различных участках. Диаметр ветроколеса ВЭУ мощностью 1500 кВт, равный 54,9 м, выбран главным образом для того, чтобы повысить коэффициент использования установленной мощности, а также создать экспериментальную установку по возможности с большим ветроколесом. Проектирование и оценка двух различных по размерам ветроколес обеспечивают возможность более гибкого использования результатов исследования; если вследствие развития технологии изготовления стоимость

лопастей уменьшится, то оптимальные размеры диаметра ветроколеса могут быть увеличены.

Описание систем. Состав динамических систем ВЭУ мощностью 1500 кВт показан на рис. 5.30. ВЭУ мощностью 500 кВт имеет аналогичное оборудование. Двухлопастное ветроколесо с поворотными лопастями работает за башней с постоянной частотой вращения. Лопаста из композиционного волокнистого материала выпол-

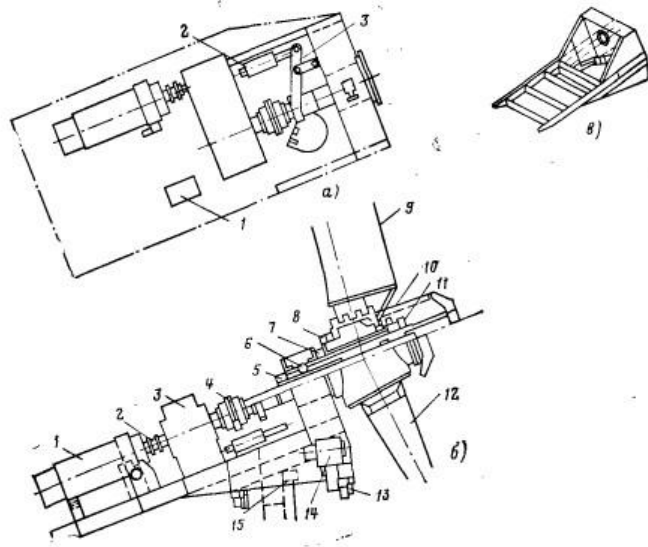


Рис. 5.30. Компоненты ВЭУ мощностью 1500 кВт:

На рисунке а: 1 — гидравлическая насосная установка; 2 — гидравлический цилиндр; 3 — рычаг; на рисунке б: 1 — генератор 1500 кВт; 2 — упругая муфта; 3 — редуктор; 4 — упругая муфта; 5 — корпусило механизма регулирования; 6 — кулачок штока механизма автоматического аварийного останова ветроколеса; 7 — задний подшипник втулки; 8 — подшипник лопасти; 9 — лопасть (во флюгерном положении); 10 — рычаг; 11 — передний подшипник втулки; 12 — лопасть (в плоском положении); 13 — подшипник поворотной платформы; 14 — привод механизма ориентации; 15 — контактные токосъемные кольца электрической системы; на рисунке в показана конструкция поворотной платформы.

нены с бесшарнирным (в направлении оси ветроколеса) креплением к массивной втулке, сваренной из конструкционной стали. Угол поворота лопастей, установленных в подшипниках, закрепленных во втулке, регулируется рычажным механизмом, приводимым в действие серводвигателем.

Втулка поддерживается комбинированными роликовыми подшипниками, установленными на неподвижном валу-шпинделе. Такая конструкция позволяет шпинделю выдерживать большие изгибающие моменты, создаваемые ветроколесом, и не требует приме-

нения крупных подшипников для поддержания вращающегося вала. Вращающий момент, развиваемый ветроколесом, передается на трехступенчатый стандартный редуктор посредством пустотелого вала, проходящего через центральную часть неподвижного шпинделя. Редуктор соединяется с имеющимся в производстве синхронным генератором, широко используемым энергосистемами, а также со стояночным тормозом, включающим приводное устройство, расположенное между редуктором и генератором. Устройство используется для того, чтобы после отключения ВЭУ в определенном положении остановить ветроколесо при низкой частоте вращения.

В системе управления используется микро-ЭВМ для всех последовательных управляющих и информационных функций, в том числе для включения ВЭУ в работу, ее выключения, управления нормальными рабочими режимами и сообщения об аварийной ситуации. Электромеханическое управление используется для изменения угла установки лопастей и ориентации ветроколеса относительно направления ветра. Ветроколесо имеет втулку, которая в случае отказа системы управления или при очень резких порывах ветра автоматически обеспечивает поворот лопастей во флюгерное положение, предотвращая разгон ветроколеса и предохраняя ВЭУ от повреждений.

Силовое генераторное оборудование и механизмы управления расположены в закрытой головке, установленной на выполенной из конструкционной стали поворотной платформе, которая связана с башней посредством комбинированного роликового подшипника. Головка ориентируется относительно направления ветра с помощью гидравлического двигателя, приводящего во вращение червячную шестерню, находящуюся в зацеплении с большой шестерней, закрепленной на вершине башни (рис. 5.30).

Предусмотрена башня ферменного типа из конструкционной стали либо трубчатая из сборного бетона с последующим напряжением. Башня ферменного типа имеет преимущество при малом объеме производства; трубчатая, несмотря на то что она немного более дорогая (на 5000—6000 долл. для ВЭУ мощностью 1500 кВт при объеме производства 1000 шт.), рассматривается как эстетически более приемлемая и, следовательно, может быть выбрана для массового производства.

Необходимо учитывать аэродинамическое торможение ветрового потока башней, которое является причиной образования за ней следа. При расположении ветроколеса за башней каждая лопасть пересекает зону следа или экранирования башней потока один раз за оборот и испытывает вибрационные нагрузки. Фирма Капан для предварительного проекта приняла 30 %-ное уменьшение действующей на лопасти скорости ветра за счет экранирующего эффекта башни.

Последними экспериментальными данными, полученными специалистами Управления NASA в результате испытаний в аэродинамической трубе, установлена количественная зависимость умень-

шения скорости ветра от конструкции башни. Хотя размещение ветроколеса за башней рассматривается как предпочтительное для конструкций ферменного типа, использование в этом случае трубчатых башен с их большим экранирующим эффектом, который не может быть уменьшен до значения, обеспечивающего получение необходимых сроков службы лопасти по условиям усталостной прочности представляется нецелесообразным.

Выбор фундамента сильно зависит от грунтов, типа башни и ее размеров. В исследовании приняты обычные условия. В этом случае свайные фундаменты являются более дешевыми для ВЭУ мощностью 1500 кВт, а монолитный фундамент — для ВЭУ мощностью 500 кВт. Однако этот анализ очень чувствителен к изменениям параметров грунта. Поэтому выбор фундамента будет, вероятно, определяться условиями конкретного участка.

Большая часть устройств релейной защиты и оборудования системы кондиционирования монтируется на площадке у основания башни вместе с микро-ЭВМ, управляющим оборудованием, аппаратурой, регистрирующей и передающей информацию.

Результаты предварительных проектов. Технические характеристики ВЭУ, полученные на стадии предварительных проектов, приведены ниже.

	Мощность ВЭУ	
	500 кВт	1500 кВт
ВЭУ		
Среднегодовая скорость ветра на участке, м/с	5,4	8
Расчетная скорость ветра, м/с	9,3	11,5
Выработка энергии за год, млн. кВт·ч	1,3	5,7
Коэффициент использования установленной мощности, %	29	43
Минимальная рабочая скорость ветра, м/с	4,5	5,4
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	14	20
Максимальная проектная скорость ветра, м/с	54	54
Ветроколесо		
Проектная мощность на выходном валу, кВт	560	1648
Диаметр, м	45,7	54,9
Коэффициент заполнения, %	3	3
Конусность, град	8	10
Частота вращения, об/мин	32,3	34,4
Длина хорды лопасти в корневом сечении, м	1,5	1,9
Длина хорды лопасти на конце, м	0,75	0,95
Передачи		
Максимальная частота поворота головки, об/мин	1/3	1/3
Момент на входном валу редуктора, 10 ⁸ Н·м	166	456
Электрическая система		
Установленная мощность генератора, кВт	510	1522
Выходное напряжение генератора, кВ	2,4	4,16
Частота выходного напряжения, Гц	60	60
Частота вращения генератора, об/мин	1800	1800
Система управления		
Частота поворота лопасти, град/с	5	5

Частота поворота головки в процессе автоматической ориентации, град/с 2 2

Опорная система

Высота башни, м 33,5 38
 Ширина основания башни, м 9,5 10,7

Масса компонентов ВЭУ разной мощности, приходящаяся на фундамент, по предварительному проекту (башня — стальная ферма), кг, составляет:

	$P_{уст}=500$ кВт	$P_{уст}=1500$ кВт
Ветроколесо	8020	17 430
В том числе:		
лопасти	3080	5160
втулка	4940	12 270
Система передачи момента	16 780	35 180
В том числе:		
редуктор	9890	20 860
прочее	6890	14 320
Электрическая система	2820	6950
Система управления	20	20
Опорная система (башня)	44 950	69 360
В том числе:		
конструкционная сталь	37 470	52 210
прочее	7480	17 150
Общая масса, действующая на фундамент	72 590	128 940

Энергоэкономические показатели систем разной мощности по предварительному проекту (башня-стальная ферма: объем производства 1000 шт.) приведены ниже:

	$P_{уст}=500$ кВт	$P_{уст}=1500$ кВт
Стоимость организации работ, тыс. долл.	4,4	25,1
Стоимость систем ВЭУ, тыс. долл.:		
Ветроколесо	110,0	194,9
В том числе:		
лопасти	76,6	122,0
втулка с механизмом регулирования	33,4	72,9
Система передачи вращающего момента и механизм автоматической ориентации ветроколеса	78,0	181,0
Система электрооборудования, включая генератор, трансформатор, кабели, шины	43,8	64,8
Система управления	31,4	31,4
Опорная система, включая поворотную платформу, корпус головки, лестницы, башню (с учетом ее строительства), фундамент	97,4	134,6
Общая стоимость ВЭУ, тыс. долл.	375,0	631,8
Другие капитальные вложения, включая приобретение участка и его расчистку, монтаж здания и установку компонентов, тыс. долл.	75,67	89,0
Прямые капитальные вложения, тыс. долл.	450,67	720,8
Удельные капитальные вложения, долл./кВт	901	481
Ежегодные издержки, тыс. долл.:		
15% прямых капитальных вложений*	67,6	108,12
эксплуатация и техническое обслуживание	23,28	45,35
Суммарные годовые издержки, тыс. долл.	90,88	153,47
Годовая выработка энергии, млн. кВт·ч	1,28	5,68
Стоимость энергии, цент/(кВт·ч)	7,1	2,7

* Учитываются налоги, возврат капитала по кредиту, возврат капитала организаторам предприятия и амортизация.

Ветроколесо, состоящее из двух лопастей, втулки и механизма регулирования, — наиболее дорогостоящая система установки. Она требует проведения наибольшего объема технических расчетов, и ее нет в коммерческом производстве. Имеется очень малый опыт проектирования и изготовления ветроколес подобных диаметров. Кроме того, проекты всех других систем прямо или косвенно зависят от конструкции ветроколеса.

Эти причины потребовали особого внимания к проекту и анализу ветроколеса на всех этапах исследования, особенно с учетом возможности организации серийного производства при низкой стоимости на основе последних достижений технологии и без снижения жестких технических требований, предъявляемых к системе.

Требования направлены на повышение конкурентной способности ВЭУ в производстве электрической энергии. Поэтому ветроколесу должно передаваться максимальное количество энергии, располагаемой ветром. Ветроколесо должно работать в широком диапазоне погодных условий, включая экстремальные температуры и различные осадки, выдерживать удары молнии и ураганные ветры. Для обеспечения экономической эффективности ветроколесо должно быть также экономичным в производстве, не требовать большого объема технического обслуживания и иметь продолжительный срок службы.

На основе этих требований были определены задачи проектирования, решение которых должно обеспечить:

максимум аэродинамической эффективности и выбор наиболее простой конструкции, которая позволит достичь требуемых аэродинамических характеристик;

гарантию того, что ветроколесо будет работать удовлетворительно в течение 30 лет при температурах от -50 до $+50$ °С, в условиях осадков, в соленой среде, усилениях скорости ветра, достигающих до скоростей ожидаемых максимальных порывов в процессе работы, выдерживать в неработающем состоянии ураганные ветры со скоростью около 55 м/с, противостоять ударам молний;

устойчивость лопастей к повреждению от внешних ударов (птиц, камней), а также от легкого огнестрельного оружия, работу при песчаных и пылевых бурях без эрозии передней кромки;

максимальное использование существующей технологии, минимальные стоимость производства и конструкторский риск, возможность уменьшения стоимости при новой технологии.

Проект не обеспечивает защиту против обледенения конструкции. Предполагается, что ветроколесо будет останавливаться на время этих редких периодов. Однако работа при слабом обледенении допустима, хотя эффективность работы в этом случае снизится.

Проектный метод создания ветроколеса подобен методам проектирования других систем. В процессе выполнения концептуального проекта и оценки вариантов схем ВЭУ рассмотрено несколько типов ветроколес и выбран вариант, соответствующий наименьшим стоимости и риску при обеспечении технических требований. Опти-

Мизация этого варианта включала глубокую оценку и выбор всех компонентов ветроколеса. В конечном счете, предварительные проекты были выполнены в виде чертежей с оценкой массы и стоимости системы, спецификацией и обосновывающим анализом.

Во всех исследованиях использованы последние достижения технологии, чтобы минимизировать стоимость и риск. Анализ выполнен с помощью методов, применяемых в проектах вертолетов и приспособленных к данному случаю. По возможности выбирались стандартные имеющиеся в производстве узлы и детали, такие, как, например, подшипники для установок лопастей, что способствовало снижению стоимости изготовления.

Особое внимание было уделено тем рабочим условиям и режимам, которые оказывают наибольшее влияние на конструкцию ветроколеса (пусковым режимам, обеспечению необходимого зазора между ветроколесом и башней, стабильности низкой частоты вращения, переходным процессам во время порывов ветра и отклонения нагрузки). Особое внимание было уделено тому, чтобы избежать режимов работы ветроколеса, при которых частота была бы близка к частоте его собственных колебаний для предотвращения больших вибрационных нагрузок в условиях резонанса.

Альтернативные варианты компонентов ветроколеса (лопастей, регулятора и втулки) были рассмотрены в процессе их разработки. Варианты были оценены со всех точек зрения, и некоторые из них изменены в рабочем порядке.

Лопастей являются самым дорогостоящим элементом ветроколеса. Наибольшее влияние на экономичность их конструкции оказывают материалы и технология изготовления. При изготовлении обычных металлических конструкций используется недорогая хорошо отработанная технология. Однако конструкция металлических лопастей с трудом поддается оптимизации, обеспечивающей высокую аэродинамическую эффективность, вследствие сложности изготовления в этом случае лопастей с оптимальной круткой, сужением и распределением толщины. Имеются также ограничения по длине прессованных металлических лонжеронов: при современной технологии штамповки максимальная длина ограничивается до 15—18 м, что значительно меньше требуемой.

Следовательно, в случае выбора металлической конструкции лопасти и лонжероны должны быть изготовлены из секций, соединенных каким-либо способом. Это создает ряд проблем (неблагоприятные динамические эффекты, концентрация напряжений и дополнительная масса).

Анализ показал целесообразность использования технологии изготовления лопастей из композиционных материалов. Такая конструкция с волокнистым наполнителем может быть использована для изготовления лопастей, имеющих размеры, требуемые для крупных ВЭУ при небольшом увеличении стоимости за счет выбора оптимальных характеристик. Применение композиционной конструкции с волокнистым наполнителем облегчает достижение баланса между центром масс лопастей (ЦМ), осью флюгерного по-

ложения и центром аэродинамических сил (АЦ) без использования дополнительных балансирующих масс.

Эксперимент показал, что серьезная динамическая неустойчивость может иметь место, если ЦМ лопасти располагается сзади АЦ. Поэтому лопасти, сбалансированные при положении ЦМ и АЦ на четверти длины хорды (25 % расстояния между передней и задней кромками) и имеющие продольную ось вращения лопасти вблизи линии, соединяющей точки ЦМ и АЦ, являются традиционными в конструкциях лопастей вертолетов. Было решено использовать такие же лопасти и для ВЭУ. Согласованное взаимное положение ЦМ, АЦ и оси поворота лопасти во флюгерное положение явилось одним из проектных требований.

В результате были выбраны и окончательно приняты композиционные лопасти с волокнистым наполнителем.

Регулирование необходимо для управления вращающим моментом и частотой вращения ветроколеса. Ветроколесо с изменяемым углом установки лопастей вместо ветроколеса с фиксированно установленными лопастями было выбрано в связи с тем, что в первом случае можно поворачивать лопасти относительно продольной оси от положения, когда хорда лопасти почти совпадает с плоскостью вращения ветроколеса, до флюгерного положения. Такая схема дает возможность осуществлять пуск и останов ВЭУ, эффективно управлять вращающим моментом и устанавливать лопасти во флюгерное положение в случае действия ветра с высокими скоростями. Кроме того, ветроколесо с поворотными лопастями позволяет избежать работу в потенциально опасных резонансных условиях в процессе пуска.

Изменение угла установки лопастей может осуществляться на режимах регулирования на сторону положительных и отрицательных углов. В первом случае возникают большие лобовые нагрузки на ветроколесо, во втором не исключаются режимы с избыточным вращающим моментом.

Режимы с положительным углом при низких скоростях ветра и уровнях мощности приводят к нестабильности нагрузок на ветроколесо, аналогичной той, которая наблюдается в вертолетной технике при интерференции кольцевых вихрей в следе за несущим винтом. На режиме кольцевого вихря создаются условия, при которых скорость снижения несущего винта приближается к скорости скошенного потока, что вызывает развитие больших рециркуляционных вихрей по периферии винтового диска. Для ветроколеса ВЭУ подобные условия существуют, когда индуцированная лобовым давлением скорость следа близка к скорости ветра. Колебания нагрузки, связанные с таким состоянием, могут быть причиной возникновения вибраций с изменением сил, действующих на вершину башни и доходящих до ± 60 % постоянных нагрузок. Возможны также большие прогибы лопасти, что увеличивает опасность удара концов лопастей о башню. По этим причинам для ВЭУ был выбран вариант с отрицательным углом установки лопастей в процессе регулирования.

Изменение угла установки лопастей может осуществляться непосредственно механическим путем в результате воздействия на корневую часть маха (лонжерона) лопасти либо путем использования аэродинамических сил, возникающих на регулирующих закрылках, располагаемых вблизи концов лопастей.

Втулка первоначально была выбрана с креплением лопастей с помощью упругих пластин с малой жесткостью в плоскости, перпендикулярной поверхности, ометаемой колесом, т. е. относительно маховых движений, чтобы уменьшить изгибающие моменты, и большой жесткостью в плоскости вращения ветроколеса, чтобы обеспечить необходимые характеристики, позволяющие лопастям работать при относительно высоких гравитационных нагрузках. Однако на стадии предварительного проекта было получено, что частота собственных колебаний относительно маховых движений близка к рабочей частоте вращения ветроколеса, что увеличивает вибрационную нагрузку от изгибающих моментов при маховых движениях. Втулки с упругим и шарнирным креплением лопастей признаны экономически неэффективными, и принята втулка с жестким бесшарнирным креплением лопастей, которая дает необходимую толщину корневой части и обеспечивает жесткость.

Профили сечений лопасти были оценены на стадии концептуального проекта и при оптимизации параметров ВЭУ. Рассмотрены сечения НАСА 4412, 23012, 23018 и 63-615 и их характеристики при стандартных условиях шероховатости и числе Рейнольдса 6×10^6 для внешней части лопасти. Хотя коэффициент подъемной силы у профиля НАСА 4412 и 63-615 выше, чем у профиля 23012, исследование по выбору оптимальных параметров ветроколеса показало небольшое различие в его аэродинамической эффективности в обоих случаях.

Другие факторы (более низкие аэродинамические моменты поворота лопасти относительно ее продольной оси, удовлетворительная характеристика и в особенности большая производительность) привели к выбору профиля серии 230. Он проще в изготовлении в связи с отсутствием обратной кривизны, создание которой при изготовлении композиционной лопасти с волокнистым наполнителем затруднено. Потребовалось повысить жесткость лопасти на изгиб в корневой части, что увеличило относительную толщину профиля.

Размеры ветроколеса и коэффициент его заполнения, представляющий собой отношение суммарной площади лопастей в плане к площади поверхности, ометаемой ветроколесом, влияют на стоимость энергии. Анализ показал, что для больших диаметров ветроколеса выгоднее принимать минимальное значение коэффициента заполнения.

Установлено, что нет технических ограничений для создания ветроколеса с коэффициентом заполнения менее 0,02 и диаметром до 76 м. Однако при коэффициенте заполнения ниже 0,03 для толстых корневых сечений требуются сложные и дорогие способы крепления лопасти и материалы. Коэффициент, равный 0,03, близок к нижней границе эффективной стоимости энергии, и его уменьшение

неблагоприятно сказывается на пусковых характеристиках ветроколеса. Поэтому в первом приближении он был принят равным 0,03. Это значение оставлено в предварительном проекте, так же как и диаметр ветроколеса.

Для обеспечения экономических преимуществ, получаемых при минимальном коэффициенте заполнения и диаметрах ветроколес, при которых развивается установленная мощность при расчетной скорости ветра, необходимо три лопасти. Однако несмотря на то что применение трехлопастного ветроколеса уменьшает вибрационные нагрузки на вал привода, редуктор и башню, это недостаточно серьезное преимущество, чтобы компенсировать увеличение стоимости за счет третьей лопасти. Поэтому было выбрано и окончательно оставлено двухлопастное ветроколесо.

Геометрия лопастей определялась, в частности, тем, что композиционная конструкция с волокнистым наполнителем позволяет лучше, чем другие конструкции, создавать необходимые профили лопастей, крутку и сужение при минимальных затратах. Определено оптимальное сужение 3 : 1 от середины к вершине лопасти. Прямолинейная крутка по всей длине лопасти, равная от 10 до 12°, дает эффективность ветроколеса только немного меньше, чем идеальная крутка. В процессе изготовления лопастей с прямолинейной круткой уменьшаются сложность используемых устройств и трудности, которые могут возникнуть при перемещении оправы в случае идеальной крутки. Хотя оптимальная крутка была оставлена, прямолинейная крутка может быть использована, так как это приведет лишь к незначительному увеличению стоимости энергии.

Срок службы лопастей является важным моментом проектирования ветроколеса. Его выбор должен быть экономически оправдан для определенного направления использования ВЭУ. Экономически целесообразным общий срок службы лопастей обычно определяется в результате сопоставления зависимости срока службы лопастей от их первоначальной стоимости и стоимости периодического технического обслуживания и замены лопастей. Анализ выполнен при условии 30-летнего срока службы лопастей. Установлено, что с точки зрения капитальных вложений и стоимости энергии лопасти со сроком службы менее 30 лет неэффективны.

Выполнен сравнительный анализ втулок с упруго-шарнирным и бесшарнирным креплением лопастей. Хотя на стадии концептуального проекта и была выбрана втулка с креплением лопастей с помощью упругих пластин, уменьшающая изгибающий момент у корня по сравнению с бесшарнирным креплением, упруго-шарнирное крепление лопастей может дать дополнительное уменьшение момента и, возможно, привести к уменьшению стоимости и массы. Поэтому втулка с упруго-шарнирным креплением лопастей была подробно исследована с целью выявления преимуществ ее применения.

Упруго-шарнирная втулка уменьшает изгибающие моменты при вибрациях в процессе маховых движений до значительно меньших значений по сравнению с теми, которые возникают при использова-

нии втулки с креплением лопастей с помощью упругих пластин. Ощутимого преимущества относительно изгибающих моментов в плоскости вращения ветроколеса не обнаружено. Эти результаты показывают, что упруго-шарнирная втулка действительно может дать некоторую экономию в массе и стоимости, если проектные требования лимитируются изгибающими моментами при маховых движениях. Однако критическими являются изгибающие моменты при маховых движениях в условиях максимальной скорости ветра 54 м/с, которые и определяют конструкцию лопастей. При этом лопасть, отвечающая требованиям по максимальным статическим нагрузкам, имеет низкие усталостные напряжения в нормальных рабочих режимах даже при более высоких изгибающих моментах, соответствующих бесшарнирной втулке. Поэтому упруго-шарнирная втулка была исключена из дальнейшего рассмотрения. Конструктивные требования к распределению жесткости лопастей, необходимой для настройки частоты их собственных колебаний, являются более важными, чем требования, обусловленные изгибающими моментами от вибрации даже при бесшарнирной втулке.

Сравнение регулирующих закрылков с непосредственным изменением угла установки лопастей механическим регулятором показало, что, хотя закрылки очень эффективны в отношении уменьшения ветровых нагрузок и пригодны для регулирования в режимах нормальной работы, они не могут служить для пуска и останова ВЭУ¹. Было найдено, что в этих режимах закрылки недостаточно отвечают требованиям управления. Для того чтобы компенсировать этот недостаток, могут потребоваться вспомогательное устройство управления углом установки лопастей и специальные эксплуатационные мероприятия.

Управление непосредственным поворотом корневых частей лопастей может быть легко осуществлено, и при этом решается задача согласования собственных и рабочих частот; оно было введено в предварительный проект вместо регулирования с помощью закрылков. Если, однако, уменьшение ветровой нагрузки на лопасти станет важным моментом в отношении стойкости или рабочих режимов, закрылки могут быть рассмотрены в качестве возможной альтернативы.

Были определены и проанализированы пределы флаттера лопастей и их перемещений (отклонений от плоскости вращения)². Для исследованных нормальных рабочих условий опасений, связанных с возможностью возникновения этих явлений, не было. Это относится и к устойчивости системы ветроколесо-башня в пределах рабочих режимов ВЭУ.

¹ Успешное применение в СССР стабилизаторного регулирования системы Г. Х. Сабинина и Н. В. Красовского опровергает этот вывод (Примеч. ред.).

² В оригинале применен термин «divergence» — расхождимость (Примеч. ред.).

Превышение нормальной частоты вращения ветроколеса относительно проектного значения может возникать в результате больших и резких изменений скорости ветра, связанных с его сильными порывами, когда генератор внезапно отключается от сети, а также в случае неправильного функционирования системы регулирования ветроколеса. Резкое уменьшение рабочей нагрузки на лопасти приводит к образованию на ветроколесе ускоряющего момента, вызывающего превышение частоты вращения. Небольшая норма изменения угла установки лопастей, равная 5 град/с, была принята для того, чтобы обеспечить необходимое управление частотой и вращающим моментом. Определено, что максимальная частота вращения ветроколеса при наихудших сочетаниях условий должна составлять не более 150 % расчетной номинальной частоты вращения, что вызвано конструктивным ограничением по генератору. Все другие компоненты допускают большее превышение частоты вращения.

Настройка частоты собственных колебаний лопасти достигается структурной конфигурацией и распределением толщины по длине лопасти. Особый интерес к проблеме настройки лопастей вызван необходимостью избежать резонанса в процессе пуска при предельных минимальных скоростях ветра¹. В этих условиях ускорение ветроколеса до нормальной рабочей частоты вращения осуществляется медленно, особенно в диапазоне частот вращения 80—100 % номинальной, при которых ускоряющий вращающий момент имеет небольшую величину. Это требование было сформулировано при выборе параметров, определяющих форму лопастей, например толщины профиля в корневом сечении, жесткости лопасти и др.

Срок службы по условию усталости определяется возможностью накопления усталостных повреждений в ветроколесе на многих режимах работы. Однако за требуемый проектный срок службы 30 лет все основные режимы работы должны вызывать усталостные нагрузки ниже предела выносливости. Поэтому ограничения по выносливости явились приоритетными над всеми другими рабочими условиями, включая пуск, останов и резкие порывы при повышении скорости ветра до максимальной рабочей скорости. Возможность усталостных повреждений допускается только для экстремальных условий крайне редкой повторяемости.

Сравнение вычисленной усталостной прочности при неограниченном сроке службы для обоих проектов лопастей с нагрузками для максимальных порывов, превышающих максимальную рабочую скорость ветра, показывает, что разница между допустимой и ожидаемой нагрузками велика. Это свидетельствует о том, что проектный срок службы по условию усталости должен быть достигнут.

Экранирующий эффект башни, выражающийся в создании вет-

¹ Речь идет о режимах пуска ВЭУ при скоростях ветра, ненамного превышающих минимальную рабочую скорость (Примеч. ред.).

рового следа за ней, пропорционален коэффициентам лобового сопротивления (давления) и заполнения конструкции. Непроницаемая башня будет создавать резкое уменьшение скорости ветра, которое вызывает пульсирующую нагрузку на ветроколесо, расположенное за башней, каждый раз, когда лопасть пересекает след башни. Эта пульсация воздействует на лопасть с частотой, равной единице за один оборот, и будет, следовательно, вызывать гармонические нагрузки на всех частотах, кратных частоте вращения ветроколеса. Изгибающие и скручивающие моменты будут иметь место на всех указанных частотах. Их значение зависит от степени демпфирования на различных режимах, близости к кратным частотам вращения ветроколеса и действия следа башни.

В проектных расчетах предусмотрено 30 %-ное уменьшение скорости ветра в результате экранирующего эффекта башни. Оно не является критическим в отношении усталости при всех рассмотренных скоростях ветра — от минимальной рабочей скорости до скоростей выше максимальной рабочей.

В результате последующих испытаний в Управлении NASA было определено количественное уменьшение скорости ветра за башней, имеющей высокую степень заполнения и угловые конструкционные элементы. Экранирование ветра за такими башнями может создавать значительно более высокие изгибающие моменты лопастей и уменьшать их срок службы по условию усталости. Поэтому одним из требований к проекту башни является требование по минимальному экранирующему эффекту, достигаемому посредством минимизации степени заполнения и выбора конструктивных элементов, имеющих малые значения коэффициентов лобового сопротивления.

Предварительный проект ветроколеса и его анализ основаны на исследованиях, касающихся схемы и формы ветроколеса, его эксплуатации и конструкции. Исследование включало: оптимизацию геометрии лопасти в части толщины, формы в плане и распределения крутки, выбор режима регулирования угла установки лопастей, определение ограничений по максимальной частоте вращения ветроколеса, анализ частотной настройки лопастей, определение границ флаттера и расхождения лопастей и анализ резонансных явлений, обоснование конструкции втулки и анализ усталостной прочности. Конструкции ветроколес ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт аналогичны.

При изготовлении лопасти из стекловолокна S-2 крутка формируется с помощью трех шаблонов. Однонаправленный промежуточный слой волокна расположен по длине лопасти с учетом крутки. Третий шаблон используется для определения положения алюминиевого сотового заполнителя и паза задней кромки, после чего конструкция в отношении крутки приобретает требуемую форму. Наружная секция передней кромки лопасти предохраняется от эрозии с помощью защитного неопренового покрытия. На задней поверхности лопасти заделана алюминиевая сетка, которая защищает лопасть от удара молнии.

Центральная часть ветроколеса показана на рис. 5.31, а вид в разрезе, включающий механизм регулирования, — на рис. 5.32. Она представляет собой жесткую шарнирную конструкцию, посаженную с помощью конических роликовых подшипников на невращающийся главный шпindel, который воспринимает изгибающие моменты, возникающие при маховых движениях лопастей.

Центральный полый вал передает вращающий момент с ветроколеса на редуктор. Механизм изменения угла установки лопастей поддерживается вращающимся полым валом, проходящим внутри шпинделя. Механизм изменения угла установки лопастей связан непосредственно со скобой, соединенной посредством рычагов с обеими лопастями. Поступательное движение штока механизма изменения угла установки лопастей заставляет лопасть поворачиваться относительно ее продольной оси. Перемещение достаточно для того, чтобы изменить положение лопасти во всем рабочем диапазоне, включая полное флюгерное положение. Многоэлементный зажим и подшипники лопастей также входят в конструкцию центральной части ветроколеса.

Кованые алюминиевые зажимы лопастей соединяют лопасти с втулкой и передают нагрузки на подшипники и рычаги регулятора. Соединение зажимов с втулкой осуществлено с помощью конических роликовых подшипников, способных воспринимать большие моменты и ударные нагрузки. Лопасти крепятся к зажимам с помощью многоэлементного соединения с двойными штифтами, которое охватывает основание лонжерона. Рычаг, соединенный с задней кромкой лопасти, позволяет воздействовать на нее с целью поворота.

Втулка представляет собой сварную конструкцию из трех больших цилиндров, выполненных из листовой стали. Оси двух больших цилиндров совпадают с продольными осями лопастей. Эти цилиндры пересекаются в центре с меньшим цилиндром, в котором установлены подшипники втулки. Подшипники представляют собой конусные роликовые пары, в которых все нагрузки воспринимаются задним подшипником.

Сварная конструкция выбрана для уменьшения ее стоимости. Небольшие уровни напряжений во втулке обеспечиваются благо-

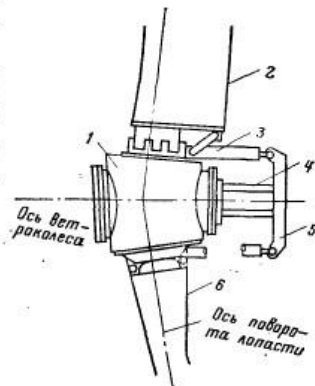


Рис. 5.31. Центральная часть ветроколеса:

1 — втулка; 2 — лопасть (во флюгерном положении); 3 — рычаг; 4 — тяга; 5 — скоба; 6 — лопасть (в плоском положении).

даря большому количеству поперечных секций, образованных усиливающими ребрами.

Система управления проектировалась с точки зрения выбора оптимальной конструкции и параметров. Основной акцент сделан на рассмотрении аварийных режимов и анализе процессов регулирования.

Цель состояла в том, чтобы выбрать и спроектировать систему управления пригодную и для типичных аварийных ситуаций, которая могла бы уменьшать их воздействие на ВЭУ, а также обнаруживать и автоматически предотвращать неприятные последствия таких ситуаций.

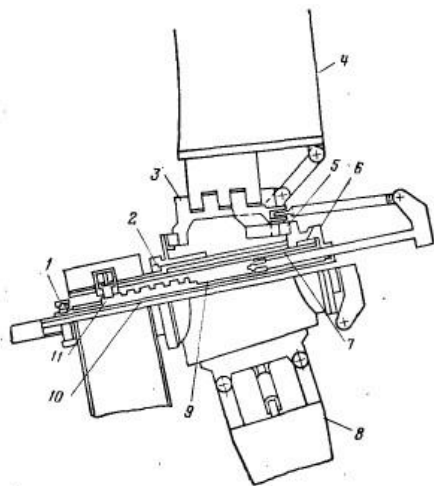


Рис. 5.32. Центральная часть ветроколеса (вид в разрезе):

1 — коромысло механизма регулирования; 2 — задний подшипник втулки; 3 — зажимы; 4 — лопасть (во флюгерном положении); 5 — подшипник лопасти; 6 — передний подшипник втулки; 7 — шпилька; 8 — лопасть в рабочем положении; 9 — тяга механизма регулирования; 10 — главный полый вал; 11 — винтовой паз механизма автоматического останова ветроколеса.

В системе управления используются микропроцессоры для получения данных телеизмерения и обеспечения требуемой последовательности воздействия при пуске и останове на гидравлические приводные механизмы и аналогичное оборудование основного регулирования ветроколеса. Аварийную установку лопастей во флюгерное положение и останов ветроколеса обеспечивает чисто механическая часть управляющего устройства

Требования к системе управления. Система управления должна быть спроектирована с учетом возможности работы ВЭУ на удаленных участках без обслуживающего персонала. Она должна удовлетворять требованиям техники безопасности, обеспечивать защиту оборудования при любых авариях в пределах ВЭУ. Управление должно обеспечивать работу ВЭУ в экстремальных внешних условиях (например, при порывах ветра), гарантировать защиту

при любой мощности ветрового потока, высокую надежность работы, защиту от воздействия переходных процессов в линиях электропередачи и при ударе молнии.

Система управления должна выполнять следующие функции: пуск ВЭУ и вывод ее на проектную частоту вращения, отключение и останов;

управление изменением угла установки лопастей с целью регулирования частоты вращения ветроколеса, когда ВЭУ не подключена к сети энергосистемы, и регулирование выходной мощности, когда ВЭУ подключена к энергосистеме;

управление механизмом автоматической ориентации головки; сбор рабочих параметров и передача данных телеизмерения в центральный пункт управления, регистрация ряда важных показателей, касающихся работы ВЭУ;

определение момента возникновения аварии в пределах ВЭУ или на линии энергосистемы и выполнение соответствующих действий, направленных на защиту ВЭУ.

От системы управления требуется выполнение различных по своему характеру воздействий — от непрерывного управления с быстрой реакцией до дискретных аварийных защитных действий и процессов со строго последовательными операциями. Поскольку различные управленческие функции в разной степени влияют на обеспечение безопасности и надежности работы ВЭУ, система не может быть оптимальной во всех отношениях.

При проектировании следует учитывать, что стоимость и масса электрической части системы управления составляет небольшой процент ее полной стоимости и массы и поэтому они не являются главными факторами при оценке вариантов системы управления; основными факторами были надежность и безопасность работы, а также пригодность ВЭУ для использования в энергосистеме, приспособленность к специфическим условиям внешней среды, простота, срок службы, легкость технического обслуживания, а в части приспособленности к осуществлению критических функций — возможность предсказания и легкость предотвращения аварийных режимов, способность выполнения защитных действий без потребления энергии от внешнего источника.

В процессе выбора оборудования системы управления рассмотрены механические датчики и исполнительные устройства постоянного и переменного тока, типовые цифровые логические схемы и цифровые микропроцессоры. Были также рассмотрены электродинамические, электрические, механические, пневматические и гидравлические устройства. Предпочтение было отдано устройствам, которые не требуют контактных колец или переключателей и в которых используются имеющиеся в производстве и легкодоступные компоненты.

Для управления ветроколесом выбран гидравлический двигатель приводного механизма, давление в котором обеспечивается насосом, приводимым непосредственно от редуктора. Чтобы управлять гидравлическим исполнительным механизмом, выбран усили-

тель на основе двигателя приводного механизма, главным образом, вследствие большого опыта по их применению в энергосистемах и совместимости с защитой. Рычажные связи исполнительного механизма управления изменением угла установки лопастей выбраны как наиболее простые и обеспечивающие высокие надежность и безопасность. Этот механизм также позволяет использовать кинетическую энергию ветроколеса для того, чтобы обеспечить его аварийный останов в случае повреждения или отказа системы управления в процессе работы ВЭУ.

Для управления последовательностью операций при пуске и останове ВЭУ, а также для формирования информационных данных и осуществления связи по каналу телеизмерения и контрольных функций выбрана система, основанная, как уже указывалось, на микропроцессорах, подходящая для выполнения этих функций и в настоящее время используемая в энергосистемах в аналогичных целях.

Поскольку опыт энергосистем по использованию этих устройств не является большим, задачи микропроцессоров были ограничены только описанными функциями; их применение для управления ветроколеса, а также для электрической и релейной защиты было исключено. Эксперименты с этими устройствами показывают, что при их использовании могут быть получены удовлетворительные результаты при работе ВЭУ на отдаленных участках, если принять меры предосторожности, такие, как изолирование входов и выходов для защиты от перенапряжения при переходных режимах и обеспечение специального кодирования сигналов с целью получения высокой помехоустойчивости при телеизмерениях. Для питания микропроцессоров может быть использована аккумуляторная батарея.

При аварийных ситуациях система управления воздействует на двигатель приводного механизма изменения угла установки лопастей и механизма ориентации, реагирует на сигналы датчиков скорости и направления ветра, частоты вращения ветроколеса и осуществляет необходимую аварийную последовательность операций.

Предварительный проект и анализ. Двигатель приводного механизма ориентации ветроколеса устанавливает ось его вращения по среднему направлению ветрового потока. Частота поворота головки не превышает 1/3 об/мин, чтобы предотвратить резкие ее движения и возникновение больших нагрузок на ветроколесо вследствие гироскопического эффекта. Флюгер, соединенный с синхронизирующим устройством, используется для того, чтобы воспринимать рассогласование направления оси ветроколеса с направлением ветра. Сигнал рассогласования усиливается и используется для управления гидравлическим клапаном с соленоидным приводом, который управляет двигателем приводного механизма ориентации. Погрешность автоматического управления этим двигателем в процессе работы обуславливается тем, что управляющий сигнал не зависит от величины рассогласования, а также тем, что двигатель

приводного механизма реагирует с задержкой на изменение направления ветра.

Управление углом установки лопастей осуществляется через усилитель, который обеспечивает пропорциональный выходной сигнал постоянного тока, чтобы управлять работой гидравлического клапана механизма регулирования. Усилитель автоматически переключается на каждый из следующих режимов работы:

- пуск — запрограммированное изменение угла установки лопастей для ускорения выхода ветроколеса на расчетный режим;
- синхронизацию — управление изменением угла установки лопастей для регулирования частоты вращения ветроколеса;
- рабочий режим — управление изменением угла установки лопастей для регулирования мощности, развиваемой генератором;
- нормальный останов — запрограммированное изменение угла установки лопастей для замедления частоты вращения ветроколеса.

В течение как синхронизирующего, так и рабочего режима изменение угла установки лопастей осуществляется подачей на двигатель приводного механизма сигнала, который является функцией составляющей скорости ветра вдоль оси вала ветроколеса. Для рабочего режима сигнал о значении мощности, снимаемый с генератора, позволяет поддерживать выходную мощность равной установленной мощности при скорости ветра выше расчетной. Информация о частоте вращения ветроколеса используется для того, чтобы управлять изменением угла установки лопастей в режиме синхронизации.

При аварийных ситуациях требуется непрерывно управлять механизмом изменения угла установки лопастей во время режимов пуска, синхронизации¹ и нормальной работы, чтобы предотвратить возможное чрезмерное превышение или понижение частоты вращения и (или) обратную нагрузку на ветроколесо вследствие отказа системы управления ветроколесом. Система управления должна по-разному реагировать на аварии в механизме регулирования ветроколеса и резкие порывы ветра. Это обеспечивается за счет управляющего устройства, которое проверяет правильность среднего угла установки лопастей с помощью датчика обратной связи.

Для установления норм и ограничений по режимам управления были проведены специальные исследования. Наиболее важное из них — установление нормы частоты поворота лопастей при их регулировании, которая является основной характеристикой системы управления мощностью. Для определения указанной нормы выполнено исследование реакции ветроколеса при порывах ветра. Модель порывов, использованная в этом исследовании, была задана Управлением NASA.

Когда генератор работает на сеть энергосистемы, порыв ветра будет вызывать увеличение вращающего момента и выходной мощ-

¹ Имеется в виду, что аварийная ситуация возникла уже в процессе пуска ВЭУ (Примеч. пер.).

ности, а резкое ослабление ветра — уменьшение момента и мощности, что может быть причиной нежелательного обратного удара на ветроколесо, если управление изменением угла установки лопастей недостаточно быстродействующее. Используя статическую управляющую характеристику ветроколеса в сочетании с моделью порывов ветра, можно оценить действие порывов на систему и установить требования к управляющему воздействию. Исследования показали, что ограничение перегрузок по моментам является определяющим требованием для нормирования частоты поворота лопастей, которая принята равной около 5 град/с.

Когда генератор аварийно отключается от сети, внезапная потеря нагрузки в случае ее совпадения с порывом может быть причиной чрезмерного повышения частоты вращения ветроколеса. Исследование этого случая показало, что требуется нормировать частоту поворота лопастей в пределах 5 град/с, для того чтобы уменьшить максимальную частоту вращения ветроколеса до 150 % номинальной частоты, ограниченной генератором. Таким образом, исследование обоих критических условий управления показало, что норма частоты поворота лопастей 5 град/с соответствует предъявляемым требованиям.

Опорная система включает башню с фундаментом и поворотную платформу. Различные варианты башенной схемы исследованы перед выбором окончательного варианта для предварительного проекта стальной ферменной и бетонной трубчатой башен ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт.

Требования к опорной системе исходят из того, что конструкция предназначена для установки систем генерации и управления, обеспечения возможности ориентации ветроколеса нормально к направлению ветра и должна противодействовать силам, возникающим от ветроколеса и действия ветра непосредственно на башню. Усталостная прочность башни должна быть достаточно большой, чтобы выдерживать в течение 50-летнего срока службы вибрационные нагрузки в пусковых режимах и в процессе останова ВЭУ, при порывах ветра, с учетом экранирующего эффекта башни и эффекта гравитации. Жесткость башни должна быть выбрана такой, чтобы результирующая частота собственных колебаний башни не совпадала с частотами, кратными рабочей. Фундамент должен обеспечивать прочную и устойчивую основу башенной конструкции для всех условий действия нагрузок и определенных сейсмических условий.

Поворотная платформа и связанная с ней конструкция опорного подшипника, приводной механизм ориентации и защитный кожух должны передавать на башню нагрузки, развиваемые ветроколесом и оборудованием преобразования энергии, защищать компоненты от дождя, снега, града и поражения молнией. Имеется ряд других частных требований, специфических для каждого определенного варианта ВЭУ. Наиболее важные из них касаются критериев оценки опорной конструкции, включая требования по статическим и усталостным напряжениям и жесткости.

Требования по статической нагрузке установлены для трех основных случаев.

Для ураганного ветра со скоростью 54 м/с было принято, что ветроколесо фиксируется при вертикальном расположении лопастей, а направление ветра таково, что давление ветра действует на плоскость лопасти и на боковую часть головки.

Скорость ветра для нормальных рабочих и сейсмических нагрузок принимается равной расчетной скорости ветра, при которой нагрузка на ветроколесо максимальна. Для того чтобы учесть инерционные нагрузки при сейсмических явлениях, совпадающие по направлению с нагрузкой от ветроколеса, был принят коэффициент горизонтальной нагрузки, полученный по программе Uniform Building Code.

Максимальная рабочая нагрузка определялась умножением на коэффициент 2 нормальных рабочих нагрузок при расчетной скорости ветра (для вращающего момента ветроколеса коэффициент перегрузки равен 2,5). Приняты умеренные оценки наихудших неустановившихся нагрузок, включая динамическую реакцию всей конструкции. Пиковые амплитуды скорости при порывах ветра получены из модели порывов Управления NASA.

Требования по усталостным напряжениям установлены для двух повторяющихся условий нагрузки. Применительно к высокочастотным вибрационным моментам втулки, существующим при нормальной работе, требования предусматривают неограниченный срок службы. При повторяющихся нагрузках, возникающих в режимах пуска и останова (они в 1,5 раза больше максимальных рабочих нагрузок в установившихся режимах), был установлен срок службы в 50 лет при пяти циклах пуска и останова в сутки. Для предотвращения резонанса от совпадения собственной частоты конструкции с частотой вращения ветроколеса, необходимо, чтобы первые гармоники изгибной и крутильной частоты собственных колебаний были по крайней мере соответственно в 1,5 и 2,5 раза больше рабочей частоты вращения ветроколеса. Необходимо избежать также гармоник, кратных нормальной рабочей частоте вращения ветроколеса.

Проектный метод. Чтобы получить минимальную стоимость, для всех вариантов башни были использованы существующие промышленные материалы и детали, а также стандартные конструкции. Выбор материалов был ограничен конструкционной сталью и бетоном, что по существу фокусирует внимание при оценке вариантов на схеме башни и типе фундамента.

Различные варианты и их оценка. В связи с тем что при большом производственном выпуске стоимости ферменной и бетонной башен приблизительно одинаковы и каждая из них имеет серьезные преимущества, обе были включены в предварительный проект.

Сварная рама из стандартных секций из конструкционной стали была принята для поворотной платформы (см. рис. 5.30) как перспективная с точки зрения массы и стоимости для любых возможных вариантов.

В процессе предварительного проекта детально исследовано достоинство фундаментов из монолитного бетона, в виде обычных свай и свай со скальным анкерным креплением. Приняты средние грунтовые условия и наличие коренной породы на определенной глубине. Для ВЭУ мощностью 1500 кВт комбинация ферменной башни и свай со скальным анкерным фундаментом имеет четко выраженные преимущества в стоимости. В других случаях ни один из типов фундамента или комбинации башня-фундамент не имел сколько-нибудь значительных преимуществ.

Предварительный проект и анализ были выполнены для обоих вариантов башен и всех трех вариантов фундаментов.

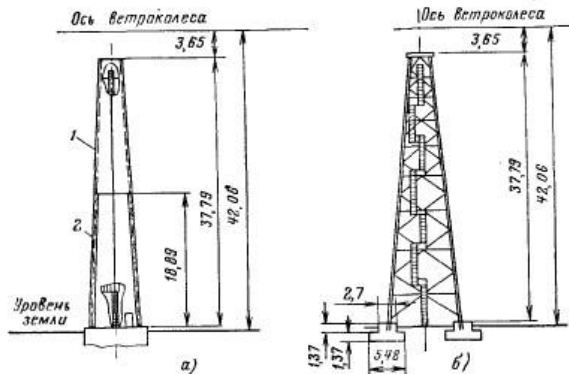


Рис. 5.33. Бетонная трубчатая (а) и стальная ферменная (б) башни ВЭУ мощностью 1500 кВт (размеры в метрах):

На рисунке а: 1 — верхние шесть сегментов; 2 — нижние шесть сегментов.

Башни для ВЭУ мощностью 1500 кВт показаны на рис. 5.33; башни ВЭУ мощностью 500 кВт аналогичны. Башня ферменной конструкции представляет собой квадратную в плане конструкцию, сооруженную из Н-образных элементов из конструкционной стали стандартного класса с двойными уголками. Ширина вершины башни выбрана исходя из размеров подшипников поворотной платформы, требуемых для того, чтобы воспринимать нагрузки от ветроколеса. Изгибающие напряжения воспринимаются главным образом хордами или угловыми элементами башни. Каждая хорда изготавливается из элементов Н-образного сечения трех различных размеров, более массивных — в основании и меньшего сечения — на вершине башни.

Башня из сборного бетона — усеченный круговой конус с постоянными углом и толщиной стенки, собирается из 12 изготавливаемых в заводских условиях сегментов (шесть верхних и шести ниж-

них); каждый из них занимает по периферийной окружности дугу в 60° . Нижние шесть сегментов выполняются одинаковыми, за исключением сегмента, располагаемого в месте, где предусмотрен вход в башню, верхние шесть — полностью идентичными. Максимальные масса и габариты сегмента установлены исходя из возможности его перевозки. Доступ к вершине башни обеспечивается огражденной лестницей на внутренней стороне стенки.

Напряжение бетона осуществляется в процессе строительства башни в две стадии: после возведения нижней половины башни и после возведения верхней ее половины. Стальные стяжки, создающие напряжение, располагаются в 12 местах внутри стенок оболочки, которая имеет местные утолщения, чтобы обеспечить размещение стяжек. Стяжки крепятся к фундаменту и натягиваются. Натяжение достаточно, чтобы сохранять бетон в состоянии сжатия при максимальных проектных нагрузках. Связи, работающие на срез, требуются между сегментами вдоль вертикальных соединений, чтобы обеспечить неразрывность конструкции.

Для каждого проекта башни проанализированы действующие нагрузки, напряжения в элементах и частоты собственных колебаний. Конструкции были спроектированы так, чтобы обеспечить выполнение критерия безопасности. Из трех видов нагрузки штормовой ветер оказался наиболее критическим, и при этой нагрузке с учетом требования по жесткости конструкции определялись проекты башен. Было найдено, что требования по усталости не являются критическими.

По показателям стоимости башни обоих типов должны быть рассмотрены для производственного применения. Однако ферма более экономична для демонстрации и разработок программы. В связи с большим экранирующим эффектом башен трубчатого типа их применение вообще мало вероятно.

Система передачи вращающего момента (см. рис. 5.30) образуется механическими элементами, которые поддерживают ветроколесо и передают развиваемый им вращающий момент генератору. Механизмы механического регулирования ветроколеса и ориентации поворотной платформы, а также устройства обеспечения их энергией рассматриваются как часть системы приводов.

Для того чтобы минимизировать стоимость, максимально увеличить надежность и обеспечить большой срок службы компонентов системы, особое внимание было уделено простоте и надежности их конструкции. Рассматривались только легкоприобретаемые компоненты, хорошо работающие в условиях эксплуатации ВЭУ. Учетны противаварийные режимы, например установка лопастей во флюгерное положение и стопорение поворотной платформы в случае аварии приводного механизма.

Решалась задача обеспечения простоты монтажных работ на площадке путем подгонки деталей и узлов в заводских условиях и возможности регулировки в широких пределах положения агрегатов, монтируемых на площадке. Удобству технического обслуживания также уделено особое внимание, что позволило упростить кон-

струкцию и обеспечить легкий доступ для ремонта и соответствующее расположение диагностических датчиков.

Альтернативные варианты и их оценка. Рассмотрено большое количество вариантов систем передачи вращающего момента, включая цепную и ременную передачи, гидравлическую трансмиссию и редукторы с фиксированным передаточным отношением. Установлено, что из всего коммерческого ассортимента продукции этого вида только редукторы с фиксированным передаточным отношением способны передавать развиваемый ветроколесом вращающий момент. Другие альтернативные компоненты, чтобы удовлетворить указанному требованию, должны использоваться в комбинации или компоноваться в комплексы. В связи с тем что редукторы с фиксированным передаточным отношением позволяют получить также лучшую эффективность и наиболее высокую надежность, они были выбраны для системы передачи вращающего момента.

Несущий вал ветроколеса должен быть выполнен в виде либо консольного вала, поддерживаемого опорными подшипниками, либо неподвижного шпинделя с подшипниками для крепления втулки ветроколеса в сочетании с полым валом для передачи вращающего момента. Хотя вал с опорными подшипниками и более простой, но он не был выбран, потому что в этом случае для надежной работы требуются большая масса вала и более крупные подшипники. Шпиндель позволяет получить намного более эффективную конструкцию, не подверженную большим вибрационным изгибающим нагрузкам, создаваемым ветроколесом.

Вспомогательные компоненты системы передачи вращающего момента (валы, упругие муфты, подшипники, соединения) подобраны так, чтобы они не мешали в промышленном производстве. Общая стоимость и масса ВЭУ мало зависят от выбора этих компонентов и поэтому внимание концентрировалось на выборе конструкций с низкой стоимостью. Большое значение придавалось обеспечению аварийного останова ВЭУ. Характеристика главного тормоза неприемлема для останова ветроколеса в условиях повышенной частоты вращения, обусловленной экстремальными порывами ветра или аварийным отключением ВЭУ от сети. Требуется тормоз очень больших размеров, если его предполагается установить на тихоходном валу ветроколеса. Поэтому в принятом варианте тормоз действует на высокооборотный вал, связанный с валом генератора, при этом обеспечение аварийного механического замедления ветроколеса достигается переводом во флюгерное положение лопастей, приводимых в движение за счет кинетической энергии ветроколеса, когда частота его вращения повышается до опасных значений. После замедления полный останов ветроколеса достигается с помощью тормоза.

Рассмотрены два типа поворотной платформы: первый представляет собой конструкцию с тремя подшипниками, установленными на валу, прикрепленном к основанию платформы, второй — конструкцию с одним большим комбинированным подшипником.

Преимущества второй схемы состоят в упрощении монтажа, более низкой стоимости и удобном центральном проходе с башни на поворотную платформу для персонала. Размер прохода позволяет проще производить прокладку силовых кабелей.

Предварительные проекты систем передачи вращающего момента подобны для ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт (см. рис. 5.30).

Ветроколесо поддерживается трубчатым шпинделем, который крепится в гнезде поворотной платформы болтами, работающими на срез. Напряжения в шпинделе низкие, и он спроектирован как постоянная конструкция со сроком службы, равным 50 годам. На шпинделе установлены парные конические роликовые подшипники, которые поддерживают втулку ветроколеса.

Соединение втулки и редуктора осуществляется полым валом, который передает только вращающий момент, поскольку другие нагрузки воспринимаются шпинделем. Для ВЭУ мощностью 500 кВт трубчатый вал имеет диаметр 200 мм, для мощности 1500 кВт—406 мм. Упругая муфта соединяет вал с редуктором, что позволяет компенсировать нарушение центровки.

Преобразование частоты вращения ветроколеса в частоту вращения генератора осуществляется трехступенчатым редуктором с параллельно расположенными валами. Редукторы являются моделями редукторов Philadelphia. Они оборудованы антифрикционными подшипниками и цементированными шестернями с закаленными строганными зубьями.

Механизм управления углом установки лопастей использует центральную продольно перемещающуюся регулировочную тягу, которая проходит внутри вращающегося полого вала (см. рис. 5.31). Жесткая поперечная скоба на конце этой тяги соединена непосредственно с каждым из двух кольцевых зажимов лопастей с помощью рычага, так что продольное движение тяги преобразуется в поворотное движение лопастей относительно их продольных осей.

Тяга может быть приведена в движение двумя независимыми способами. Нормальное приведение ее в движение осуществляется посредством серводвигателя, который соединен с коромыслом, закрепленным на конце тяги. Серводвигатель управляется с помощью электрогидравлического клапана.

Аварийное перемещение тяги изменения угла установки лопастей выполняется в результате входа следящих кулачковых штоков в винтовую паз тяги. Вращение вала ветроколеса обуславливает движение тяги в направлении, приводящем установку лопастей во флюгерное положение. Переход винтового паз в более глубокий кольцевой паз при установке лопастей во флюгерное положение предотвращает возможность дальнейшего движения лопастей, даже если вал продолжает вращаться, а также исключает возможность случайного реверса. Кулачковые следящие штоки подпружиниваются в положении соприкосновения с тягой и находятся под действием гидростатического давления, действующего в противоположном направлении. При исчезновении давления из-за отказа энергообеспечивающих устройств или селекторного клапана штоки

войдут в зацепление с тягой и лопасти повернутся во флюгерное положение.

Ориентирование поворотной платформы выполняется с помощью гидравлического двигателя и шестеренчатой передачи. Двигатель установлен наверху и осуществляет привод через одноступенчатый червячный редуктор с вертикальным валом, имеющий передаточное отношение 60 : 1. От этого редуктора осуществляется привод ведущей шестерни, которая обкатывается по шестерне большого диаметра с внутренним зацеплением. Эта шестерня соединена с внутренним кольцом подшипника поворотной платформы, который закреплен на башне. Передаточное отношение ведущей и кольцевой шестерен составляет 10 : 1. Червячный редуктор нереверсивный, так что поворотная платформа должна быть достаточно устойчивой при действии ветровых нагрузок. Частота вращения двигателя регулируется гидравлическим клапаном, так что поворот платформы осуществляется с частотой примерно 1/3 об/мин, что ограничивает гироскопические нагрузки на ветроколесо.

Подшипник поворотной платформы представляет собой единственный комбинированный роликовый подшипник большого диаметра, который противостоит радиальным нагрузкам и моментам при повышенной частоте поворота, действующим раздельно или одновременно. Балансировка масс поворотной платформы, всего оборудования и головки достигается размещением ветроколеса на более легкой стороне платформы. При действии ветра имеется постоянный момент, наклоняющий ветроколесо вниз. Подшипник способен выдерживать все нагрузки, включая и те, которые создаются экстремальными ветровыми условиями.

Стояночный тормоз и раскручивающий привод спроектированы как единое устройство.

Когда используется стояночный тормоз, он соединяет генераторный вал с червячным приводом, который является нереверсивным относительно момента, приложенного к шестерне. Червяк приводится во вращение двигателем, так что вал может медленно поворачиваться, чтобы или выбрать стояночную позицию лопастей, или провести техническое обслуживание.

Электрическая система. При выборе варианта ВЭУ были рассмотрены различные схемы генерирования электрической энергии, включая схемы с переменной и фиксированной частотами вращения ветроколеса. Две схемы с фиксированной частотой вращения, использующие асинхронный либо синхронный генераторы, были выбраны для предварительного проекта ВЭУ, поскольку они обеспечивают наибольшую эффективность ВЭУ при наименьших стоимости и сложности системы.

Основные требования к электрической системе состоят в том, чтобы производить электрическую энергию, удовлетворяющую по напряжению и частоте требованиям энергосистем. Стоимость оборудования должна быть минимальной для снижения стоимости энергии.

Оборудование должно работать на отдаленных участках и без обслуживающего персонала. Поэтому должна быть обеспечена автоматическая аварийная защита и синхронизация ВЭУ с сетью энергосистемы. Оборудование должно работать в пределах требуемых скоростей ветра, температуры и других воздействий среды; должна обеспечиваться устойчивая параллельная работа с сетью энергосистемы при расчетных порывах ветра. Это предъявляет дополнительное требование сверх тех, которые обычно предъявляются к преобразовательному генерирующему оборудованию энергосистемы, поскольку изменение параметров источника энергии — ветра — носит случайный характер. ВЭУ должна, следовательно, иметь возможность ограничить неблагоприятные действия порывов ветра на нее и на сеть энергосистемы. Это выполняется главным образом посредством изменения угла установки лопастей и управления возбуждением генератора.

При выборе схемы электрической системы и разработке предварительного проекта главное внимание было обращено на минимизацию стоимости оборудования, приходящейся на 1 кВт·ч вырабатываемой ВЭУ электроэнергии. Поскольку ВЭУ большую часть времени работает с мощностью ниже установленной, высокая эффективность при неполной мощности была важным моментом при выборе оборудования. Предпочтение отдавалось оборудованию, имеющемуся в производстве и применяемому в энергосистемах. Учитывались также стоимость оборудования, его масса, влияющая на стоимость башни, надежность и простота технического обслуживания и вопросы управления.

Альтернативные варианты и их оценка. Возможны два варианта электрической системы: с переменной частотой вращения генератора, что позволяет ветроколесу работать в оптимальных режимах с частотой вращения, пропорциональной скорости ветра, и с постоянной частотой вращения генератора, что требует фиксированной частоты вращения приводного вала, передающего вращающий момент с редуктора на генератор.

Оба варианта должны обеспечивать постоянную частоту напряжения на выходе. Хотя работа генератора с переменной частотой вращения усложняет электрическое оборудование, она дает возможность ветроколесу работать в наиболее эффективных режимах во всем диапазоне изменения скоростей ветра. Естественно, при этом должны быть предусмотрены специальные средства получения напряжения постоянной частоты, соответствующей частоте напряжения энергосистемы.

Были рассмотрены электрические системы с переменной частотой вращения вала привода, в которых получаемое постоянное напряжение преобразуется в переменное напряжение требуемой постоянной частоты посредством использования трех следующих схем: двигатель постоянного тока, приводящий во вращение асинхронный генератор; такой же двигатель, приводящий во вращение синхронный генератор; трехфазный полупроводниковый инвертор.

Таблица 5.6. Эффективность и стоимость электрической системы ВЭУ мощностью 1000 кВт

Тип электрической системы	КПД, %, при нагрузке ВЭУ*				Суммарная стоимость, долл.
	1	3/4	1/2	1/4	
Постоянная частота вращения, асинхронный генератор	94,3	94,0	92,2	87,0	59 305
Постоянная частота вращения, синхронный генератор	95,0	94,4	92,2	87,5	86 815
Переменная частота вращения, двигатель — асинхронный генератор	82,6	81,3	79,4	70,7	208 350
Переменная частота вращения, двигатель — синхронный генератор	83,2	81,6	79,4	71,7	235 860
Переменная частота вращения, инвертор	78,3	77,0	75,5	44,4	364 325

* В долях установленной мощности.

Применительно к электрической системе с фиксированной частотой вращения вала привода были рассмотрены два варианта: использование асинхронного и синхронного генераторов. Эти варианты просты, используют стандартное оборудование и подобны небольшим генераторным установкам энергосистем.

При оценке выяснилось, что схемы электрической системы с переменной частотой вращения вала привода значительно более сложные, более дорогие и менее эффективные, чем схемы с фиксированной частотой вращения (табл. 5.6). Несколько большая эффективность ветроколеса, когда оно работает с переменной частотой вращения, нейтрализуется, однако, меньшим КПД и высокой стоимостью электрической системы.

В предварительный проект включены синхронный и асинхронный генераторы. В области защиты генераторов имеются некоторые новые достижения. Однако пока они не были использованы для ВЭУ. Так, микропроцессоры, которые были предложены для замены стандартных электромеханических и полупроводниковых устройств, обычно используемых энергосистемами, не были включены в проект в связи с ограниченным опытом их применения в энергосистемах. Однако они применены для выполнения не очень ответственных операций основного и вспомогательного управления.

Исследование аварийных и нормальных режимов работы ВЭУ показало, что микропроцессоры целесообразно использовать в схемах организации последовательных операций и для выполнения контрольных функций. Они могут реагировать на возникновение аварийных ситуаций в отдельных системах и осуществлять необходимые корректирующие воздействия. В большинстве случаев микропроцессоры способны даже обнаруживать повреждения в собст-

венной схеме или, по крайней мере, определять их последствия, которые могут создавать опасные условия, а затем осуществлять соответствующие корректирующие действия.

В одном отношении система, основанная на управлении с помощью микропроцессоров, отличается от управляющей системы, использующей преобразовательные устройства: управляющая система, использующая преобразовательные устройства, обычно имеет большее количество индикаторных устройств, которые непрерывно показывают состояние управляемой системы; система же с микропроцессором выдает логическое решение для оператора или персонала, осуществляющего техническое обслуживание. Следовательно, частью функций управляющей системы, основанной на микропроцессорах, должны быть диагностические функции.

Оборудование для связи ВЭУ с энергосистемой выбирается с учетом ряда требований. Трансформаторы должны быть либо с воздушным охлаждением, либо с масляным. Были выбраны последние, потому что у них ниже стоимость и лучше приспособленность к операциям обслуживания в полевых условиях.

Выбирались стандартные выключатели и выключатели повторного действия. Поскольку последние более дешевые, они вначале получили приоритет. Однако позднее было найдено, что выключатель повторного действия имеет недостаточное время повторного замыкания, требуемое для того, чтобы обеспечить точную синхронизацию ВЭУ с сетью энергосистемы, и поэтому окончательный выбор пал на стандартный выключатель.

Аварийный источник энергии применяется при прекращении подачи энергии к ВЭУ; он обеспечивает подачу энергии для останова и гарантирования безопасности ВЭУ. Рассматривались варианты применения вспомогательного генератора с приводом от бензинового или дизельного двигателя и батареи с зарядным устройством, постоянно подключенным к сети. Более высокая надежность батареи и предпочтение, отдаваемое им энергосистемами, были определяющими факторами. Однако из-за малого запаса энергии батарей цепи, обеспечивающие выполнение аварийных операций, должны иметь малое потребление. Это требование значительно повлияло на проект управляющей системы.

Было рассмотрено два метода передачи электроэнергии и контрольно-управляющих сигналов от головки на землю. Первый метод заключался в применении скользящих колец, второй — в использовании скручивающегося кабеля. Кабель должен допускать его скручивание некоторое количество раз, прежде чем он будет раскручен поворотом головки.

Скручивающийся кабель уже использовался на больших установках. Он имеет более низкую стоимость, чем контактные кольца; применение его целесообразно при большом количестве проводов, требуемых для управляющих и сигнальных кабелей. При этом необходимо увеличение длины кабеля, чтобы уменьшить его скручивание.

Главный недостаток применения скручивающегося кабеля — недостаточная надежность; изготовители кабелей рекомендуют не допускать скручивающих или изгибающих деформаций. Поэтому решено осуществить передачу энергии через контактные кольца и использовать непосредственные соединения только для управляющих и сигнальных проводов с применением механизма ориентации для их раскручивания.

Предварительный проект и анализ. После выбора электрической системы выбиралось электрическое оборудование.

Генератор представляет собой асинхронную или синхронную машину, работающую с частотой вращения 1800 об/мин, напряжением 2,400 или 4,100 кВ, которое выбрано исходя из условия уменьшения до минимума массы кабеля и его стоимости, а также стоимости контактных колец, используемых для передачи электрической энергии через поворотное соединение на вершине башни.

Защитное и управляющее оборудование выполняет следующие функции: защищает ВЭУ от к. з. в сетях энергосистемы, а сети энергосистем от к. з. внутри ВЭУ, а также определяет место повреждения (внутри или вне ВЭУ).

Защита проектируется так, чтобы при к. з. внутри ВЭУ осуществлялись ее останов и стопорение ветроколеса до ремонта, а при внешних к. з. отключался главный выключатель и ВЭУ подготавливалась к синхронизации с сетью после того, как к. з. будет ликвидировано.

Защита от удара молнии обеспечивается хорошим заземлением для отвода тока вдоль наружной поверхности ВЭУ, так что оборудование находится внутри эффективного экрана. Для защиты от перенапряжения при переходных процессах устанавливаются разрядники.

ВЭУ включается в сеть через повышающий трансформатор с масляной изоляцией. Выключатель устанавливается на стороне высшего напряжения трансформатора. Когда он разомкнут, ВЭУ (за исключением цепи собственных нужд) изолирована от сети энергосистемы. При к. з. в электрооборудовании ВЭУ могут протекать большие токи от энергосистемы, поэтому выключатель рассчитан на отключение этих токов. Исследование надежности показало, что аварийное питание ВЭУ лучше обеспечивать с помощью аккумуляторной батареи, заряжаемой малыми токами, чем вспомогательным генератором.

Окончательный проект электрической системы был выполнен с учетом особенностей нужд потребителей энергосистем и применительно к различным условиям расположения ВЭУ в схеме сетей. Последнее может повлиять на тип генератора, требуемые характеристики выключателя, а также на тип и размещение релейного и защитного оборудования.

При подключении к распределительной сети ВЭУ с синхронным генератором необходимо проанализировать их взаимодействие, чтобы выяснить, какое влияние ВЭУ будет оказывать на работу энер-

госистемы и каковы требования к защитному и управляющему оборудованию электрической системы и генератора. Была исследована общая реакция ВЭУ на к. з. и выключательные операции в распределительной сети и изменения вращающего момента установки, обусловленные порывами ветра. Для предварительного проекта была исследована устойчивость только ВЭУ мощностью 1500 кВт, поскольку вопросы устойчивости ВЭУ мощностью 500 кВт при подключении к одной и той же сети были менее критическими.

Моделирование генератора и сети осуществлено путем использования программ расчета устойчивости при переходных процессах, обычно используемых при изучении динамических характеристик энергосистем. Распределительная сеть представлялась линией длиной 13 км с распределенной вдоль линии нагрузкой 7000 кВт. ВЭУ подсоединена к линии через специально предназначенную для этой линии длиной 1,6 км. Хотя для анализа окончательного проекта ВЭУ должна быть разработана более детальная модель, на этой модели были проведены исследования токов для типичного случая подключения ВЭУ к энергосистеме.

Результаты показывают, что генератор ВЭУ должен быть отключен от распределительной сети при любых повреждениях. Изменения напряжения в распределительной сети, обусловленные изменением скорости ветра, больше, если синхронный генератор подсоединяется к линии в точке, удаленной от подстанции. Изменение напряжения также больше при резких уменьшениях скорости ветра, чем при порывах ветра одной и той же амплитуды.

Если генератор подсоединен к энергосистеме на подстанции, изменение напряжения на любой линии, питающейся от этой подстанции, меньше 0,5 % для самых тяжелых исследованных условий. Если генератор подсоединен ближе к концу линии, резкие уменьшения скорости ветра и его порывы вызывают колебания напряжения в распределительной сети, равные 2,2 %.

Допустимость указанных отклонений напряжения зависит от их частоты, вида и от стандартов, установленных для энергосистемы, к сетям которой подключается генератор. Оптимизация управления, связанного с изменением угла установки лопастей и регулирования напряжения генератора, может уменьшить колебания напряжения в сети. Мало вероятно, что максимальные проектные порывы ветра могут вызвать выпадение генератора из синхронизма при типичных условиях его работы.

Хотя результаты получены для характерных условий, каждая ВЭУ будет требовать отдельного исследования, чтобы установить специфику ее работы и соответствующие требования. Для каждой ВЭУ должен быть также выполнен подробный анализ переходных процессов для обеспечения ее устойчивости при всех рабочих условиях и выбранного ее расположения, что не представляет трудности, так как способы обеспечения устойчивости ВЭУ ничем не отличаются от способов, обычно применяемых для указанной цели в энергосистемах.

На основании выполненных исследований и разработок сделаны следующие выводы и предложения.

1. В варианте ВЭУ, выбранных для предварительного проекта, принято двухлопастное ветроколесо с регулируемым углом установки лопастей, работающее за башней с постоянной частотой вращения и приводящее через редуктор, имеющий постоянное передаточное отношение, во вращение синхронный генератор. Поворотная головка ВЭУ устанавливается на стальной ферменной либо на бетонной трубчатой башне. Предварительный проект подтвердил, что этот вариант соответствует минимальным капитальным вложениям и стоимости энергии, наибольшей эффективности и надежности, наименьшим издержкам, связанным с техническим обслуживанием ВЭУ, и наименьшему конструкторскому риску. Для дальнейшей разработки, испытания и демонстрации рекомендована ВЭУ со стальной башней ферменной конструкции.

2. Две ВЭУ (с установленной мощностью 500 и 1500 кВт) были спроектированы для участков со среднегодовой скоростью ветра соответственно 5,4 и 8 м/с. Для любых участков со среднегодовой скоростью ветра в диапазоне 3,5—6,3 м/с ВЭУ мощностью 500 кВт будет производить энергию, по стоимости близкую к стоимости энергии, производимой ВЭУ, оптимальной для данного участка. Аналогично ВЭУ мощностью 1500 кВт может быть экономически эффективно использована на участках со среднегодовой скоростью ветра в диапазоне 6,3—9 м/с. Следовательно, эти две ВЭУ могут быть эффективно использованы на различных участках США и поэтому рекомендуются для дальнейшей разработки.

3. Для ветроколес диаметром 40—60 м наиболее подходящей в отношении удовлетворения конструкционных и динамических требований является композиционная конструкция лопастей. Для производства лопастей рекомендовано использовать автоматический технологический процесс изготовления конструкций с волокнистым наполнителем.

4. Рекомендуются жесткая неразъемная втулка ветроколеса, которая позволяет получить наименьшую стоимость, упрощает конструкцию и уменьшает динамические проблемы.

5. Управление вращающим моментом ветроколеса посредством изменения угла установки лопастей снижает до минимума рабочие нагрузки на лопасть и обеспечивает эксплуатацию и регулирование при пульсирующих режимах ветрового потока. Оно рекомендуется для разрабатываемых ВЭУ. В связи с тем что нормируемая частота поворота лопастей при регулировании определяется условиями порывов, необходимо, чтобы расчетный спектр порывов был определен до начала разработок детального проекта системы управления.

6. Тормоза, препятствующие чрезмерному повышению частоты вращения ветроколеса вследствие аварии в системе управления или экстремальных порывов, отсутствуют в промышленном произ-

водстве. Поэтому, для того чтобы предотвратить такую опасность, рекомендуется включить в проект надежное механическое аварийное устройство установки лопастей во флюгерное положение.

7. Электромеханические системы управления ориентацией ветроколеса и углом установки лопастей наиболее приемлемы для ВЭУ. Рекомендуются их применение.

8. Цифровые микропроцессоры позволяют получить значительные преимущества при их использовании для осуществления нормальных эксплуатационных операций, таких, как управление операциями с определенной последовательностью при пуске, останове, нормальной работе, аварийной защите, при передаче и регистрации информации. Они рекомендуются для управления этими операциями.

9. Стандартное электрооборудование (генераторы, трансформаторы, выключатели) удовлетворяет всем техническим требованиям, предъявляемым к ВЭУ, и рекомендуются к применению. Для ВЭУ пригодны как синхронные, так и асинхронные генераторы. Соответствующие проекты защитных устройств и электрооборудования будут выполняться на стадии детального проекта ВЭУ. В детальном проекте должна предусматриваться возможность использования любого генератора по выбору энергосистем.

10. Анализ, проведенный на примере типичной сети энергосистемы, показывает, что ВЭУ устойчиво работает с сетью при наиболее неблагоприятных эксплуатационных условиях и порывистых ветрах. Необходимо определить эксплуатационные характеристики распределительных сетей энергосистем для выбора выключателя, устройств релейной защиты генератора и характеристик регулирования. Эти характеристики необходимо выявить для того, чтобы легче было приспособить ВЭУ к конкретным условиям использования.

11. Рекомендуются стальная башня ферменной конструкции. Хотя трубчатая башня из сборного бетона с последующим напряжением конкурентоспособна при больших объемах производственного выпуска и более предпочтительна эстетически, эффект экранирования, которому придавалось особое значение в экспериментальных исследованиях, будет, вероятно, препятствовать использованию трубчатых башен.

12. Анализ показал, что ВЭУ может быть конкурентоспособной по сравнению с другими энергетическими установками. Рекомендуется в процессе разработки детального проекта выполнить более подробный анализ для определения наиболее целесообразного направления использования ВЭУ и выявления требований, связанных с подключением ВЭУ к энергосистеме.

13. Капитальные вложения для ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт при их серийном производстве определены соответственно в размере 901 и 481 долл/кВт. Стоимость энергии составила 7,1 и 2,7 цент/(кВт·ч) для ВЭУ соответственно 500 и 1500 кВт. Годовые издержки по техническому обслуживанию ветроколеса, которые

были главным фактором, влияющим на указанные значения стоимости энергии, были оценены ориентировочно вследствие отсутствия фактических эксплуатационных данных для таких ветроколес.

14. Представляется, что эксплуатационные и организационные проблемы, включающие позицию энергосистем, общественное мнение, воздействие на окружающую среду, вопросы получения разрешения на строительство и вопросы безопасности, в настоящее время не являются препятствием для развития масштабов применения ВЭУ. Однако рекомендуется более тщательно исследовать вопрос о воздействии на ландшафт большого количества ВЭУ, особенно в части их размещения и проекта башни.

3.6. **Hutter U.** Operating Experience Obtained with a 100 kW Wind Power Plant, NASA TT-F-15, 068, 1973.

3.7. **Hutter U.** Influence of Wind Frequency on Rotational Speed Adjustments of Windmill Generators, NASA TT-F-15, 184, 1973.

3.8. **Hutter U.** The Development of Wind Power Installations for Electrical Power Generation in Germany, NASA TT-F-15, 050, 1973.

3.9. **Putnam P. C.** Power from the Wind, D. Van Nostrand Co., Inc., 1948.

3.10. **Hoffman G. A.** Basic Methodology for the Modular Stability Derivative Program (C-version), Mechanics Research Inc. Report 4343-2, 1970.

3.11. **Meier R. C.** Concept Selection and Analysis of Large Wind Generator Systems, presented at the 31st Annual National Forum of the American Helicopter Society, Washington, D. C., May, 1975.

3.12. **Spera D. A.** Structural Analysis of Wind Turbines Rotors for NSF-NASA Mod-O Wind Power Systems, NASA TM X-3198, 1975.

3.13. **Donham R. E.** Analysis of Stowed Rotor Aerodynamic/Aeroelastic Characteristics, AGARD Conference Proceedings, 22, September, 1967, Goettingen.

3.14. **Cardinale S., Donham R. E.** Full-Scale Wind Tunnel Tests and Analysis of a Stopped/Folded Rotor, Lockheed Report, LR 21016, Naval Air Systems Command, June, 1968.

3.15. **Donham R. E., Harvick W. P.** Analysis of a Stowed Rotor Aeroelastic Characteristics, Journal of the American Helicopter Society, 12, № 2, January, 1967, p. 21—44.

3.16. **Hoffman J. A., Holchin B. W.** Modifications to MOSTAB for Wind Turbine Applications, Mechanics Research Inc., Report 2711, July, 1974.

3.17. **Johnson C. C., Smith R. T.** Dynamics of Wind Generators on Electric Utility Networks, IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst. Vol. AES-12, № 4, July, 1976, p. 483—493.

3.18. **Anderson P. M., Fouad A. A.** Power System Control and Stability, Iowa State Univ. Press, 1977.

3.19. **Glauert H.** Windmills and Fans. Vol. IV, Div. LXI, Aerodynamic Theory, W. F. Durand, Editor, Springer, 1935.

3.20. **Sweeney T. E. e. a.** Sailwing Windmill Characteristics and Related Topics, Princeton AMS Report № 1240, 1975.

3.21. **Blaha R.** The Effect of a Center—Body on Axial Flow Windmill Performance, Princeton AMS Report № 1266, 1976.

3.22. **Rohrbach C.** Experimental and Analytical Research on the Aerodynamics of Wind Turbines, Mid—Term Technical Report, ERDA Contract E (11)-2615, February, 1976.

К главе 4

4.1. **Weingarten L. I., Nickell R. E.** Nonlinear Stress Analysis of Vertical-Axis Wind Turbine Blades, Journal of Engineering for Industry, Transactions ASME, vol. 97, series B, № 4, p. 1234—1237, November, 1975.

4.2. **Banas J. E., Sullivan W. N.** (editors), Sandia Laboratories Vertical-Axis Wind Turbine Program Technical Quarterly Report Oct.—Dec., 1975, Sandia Laboratories, SAND 76-0036 April, 1976.

4.3. **Strickland J. H.** Aerodynamics of the Darrieus Turbine, Proceedings of the

Vertical-Axis Wind Turbine Technology Workshop, Sandia Laboratories, SAND 76-5586, II, p. 29-58, May 17-20, 1976.

4.4. **Thresher R. W., Meyer R. E.**, Darrieus Structural Studies at Oregon State University, Proceeding of the Vertical-Axis Wind Turbine Technology Workshop, Sandia Laboratories, SAND 76-5586, III, p. 10-27, May 17-20, 1976.

4.5. **Templin R. J.** Aerodynamic Performance Theory for the NRC Vertical-Axis Wind Turbine, National Aeronautical Establishment of the National Research Council of Canada, LTR-LA-160, June, 1974.

4.6. **Wilson R. E., Lissaman P. B. S.** Applied Aerodynamics of Wind Power Machines, Oregon State University, May, 1974.

4.7. **Strickland J. H.** The Darrieus Turbine: A Performance Prediction Model Using Multiple Streamtubes, Sandia Laboratories, SAND 75-0431, October, 1975.

4.8. **Abbott I. H., Von Doenhoff A. E.** Theory of Wing Sections, McGraw-Hill Co., Inc., New York, 1949.

4.9. **Barzda J. J. e. a.** Structural Design of Blades for the Sandia 17 m Vertical-Axis Wind Turbine, Kaman Aerospace Corporation, Phase I Final Report R-1473, Contract № 02-7472, August, 1976.

4.10. **Weingarten L. I., Lobitz D. W.** Blade Structural Analysis, Proceeding of the Vertical-Axis Wind Turbine Technology Workshop, Sandia Laboratories, SAND 76-5586, II, p. 137-150, May 17-20, 1976.

4.11. **Biffle J. H.** System Structural Response, Proceedings of Vertical-Axis-Wind Turbine Technology Workshop, Sandia Laboratories, SAND 76-5586, II, p. 168-179, May 17-20, 1976.

4.12. **Blackwell B. F., Sheldahl R. E.** Selected Wind Tunnel Test Results for the Darrieus Wind Turbine, Proceedings of Vertical-Axis Wind Turbine Technology Workshop, Sandia Laboratories, SAND 76-5586, II, p. 59-72, May 17-20, 1976.

4.13. **Ham N. H.** Aeroelastic Analysis of the Troposkein-Type Wind Turbine, Proceedings of the Vertical-Axis Wind Turbine Technology Workshop, Sandia Laboratories, SAND 76-5586, II, p. 185-204, May 17-20, 1976.

4.14. **Fischer J.** The Past and the Future of Wind Energy in Denmark, Proceedings of the Second Workshop on Wind Energy Conversion Systems, Mitre Corporation, MTR-6970, p. 162-172, September, 1975.

4.15. **Rodeman R.** Effects of System Imbalance, Proceedings of the Vertical-Axis Wind Turbine Technology Workshop, Sandia Laboratories, SAND 76-5586, II, p. 180-184, May 17-20, 1976.

4.15. **Rodeman R.** Effects of System Imbalance, Proceedings of the Vertical-Axis Wind Turbine Program Technical Quarterly Report April-June 1976, Sandia Laboratories, SAND 76-0581, November, 1976.

4.17. **Reuter R. C., Jr.** Tower Analysis, Proceeding of the Vertical-Axis Wind Turbine Technology Workshop, Sandia Laboratories, SAND 76-5586, II, p. 151-167, May 17-20, 1976.

4.18. **Sforza P. M.** Aircraft Vortices—Benign of Baleful, Space/Aeronautics p. 42-48, April, 1970.

4.19. **Olsen J. H., Goldberg A., Rogers M.** Aircraft Wake Turbulence and its Detection, Plenum Press, N. Y., 1971.

4.20. **Vortex Wakes of Large Aircraft**, AIAA Professional Study Short Course, June 15-16, 1974.

4.21. **Thwaites B.** Incompressible Aerodynamics, Oxford at the Clarendon Press, Great Britain, 1960.

4.22. **Sedney R.** A Survey of the Effects of Small Protuberances on Boundary Layer Flows, AIAA J., vol. 11, № 6, p. 782-792, 1973.

4.23. **Sforza P. M., Mons R. F.** Wall Wake: Flow Behind a Leading Edge Obstacle, AIAA J., vol. 8, № 12, p. 2162-2168, December, 1970.

4.24. **Hall M. G.** A Theory for the Core of a Leading Edge Vortex, J. of Fluid Mechanics, II, p. 209, 1961.

4.25. **Hummel D.** Untersuchungen über das Aufplatzen der Wirbel an schlancken Deltaflügeln, Zeitschrift für Flugwissenschaft, 13, Heft 5, 1965.

4.26. **Minardi J. E.** Computed Performance Characteristics of Electrofluid Dynamic Colloid Generators, Trans. ASME Journal of Engineering for Power, 93, p. 183-191, 1971.

4.27. **Lawson M. O., Fretter E. F., Griffith R. W.** Report on Progress in Achieving Direct Conversion of a Major Fraction of Sonic Flow Kinetic Power into Electrical Power by Electrofluid Dynamic (EF) Processes, 9th IECEC, San Francisco, CA, August, 1974.

К л а с с е 5

5.1. **Putnam P. C.** Power from the Wind, D. Van Nostrand Co., Inc., 1948.

5.2. **Jayadeviah T. S., Smith R. T.** Generation Schemes for Wind Power Plants, paper presented in the 10 th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference (IECEC), Newark, Delaware, August, 1975.

5.3. **NSF/NASA UTILITY Wind Energy Conference Proceedings**, NASA-LEWIS Research Center, Cleveland, Ohio, December, 1974.

5.4. **Owen T. B.** Variable-Speed Constant-Frequency Devices: a Survey of the Methods in Use and Proposed, AIEE Transactions (Part II. Applications and Industry), vol. 78, p. 321-326, November, 1959.

5.5. **Chirgwin K. M., Stratton L. J.** Variable-Speed Constant-Frequency Generator System for Aircraft, AIEE Transactions (Part II. Applications and Industry), vol. 78, p. 304-310, November, 1959.

5.6. **Rauch S. E., Johnson L. J.** Precision Power Frequency with Variable-Speed Generators, AIEE Conference paper N CP 59-772.

5.7. **Hoard B. V.** Constant-Frequency Variable-Speed Frequency-Make-Up Generators, AIEE Transactions (Part II. Applications and Industry), vol. 78, p. 297-304, November, 1959.

5.8. **Reitan D. K.** Wind-Powered Asynchronous AC/DC/AC Converter System, NSF/NASA Wind Energy Conversion Systems Workshop Proceedings, NSF/RA/W-73-006, p. 109-114, December, 1973.

5.9. **Jesse R. D., Spaven W. J.** Constant-Frequency a-c Power Using Variable Speed Generation, AIEE Transactions (Part II. Applications and Industry), vol. 78, p. 411-418, January, 1960.

5.10. **Chirgwin K. M., Stratton L. J., Toth J. R.** Precise Frequency Power Generation from an Unregulated Shaft, AIEE Transactions (Part II. Applications and Industry), vol. 79, p. 442-451, January, 1961.

5.11. **Bird B. M., Ridge J.** Amplitude-Modulated Frequency Changer, Proceedings IEE, vol. 119, № 8, p. 1153-1161, August, 1972.

5.12. **Wickson A. K.** A Simple Variable Speed Independent Frequency Generator, AIEE Conference paper № 59-915.

5.13. **Bernstein T., Schmitz N. L.** Variable Speed Constant Frequency Generator Circuit Using a Controlled Rectifier Power Demodulator, AIEE Conference paper № 60—1063.

5.14. **Ramakumar R., Allison H. J., Hughes W. I.** Description and Performance of a Field Modulated Frequency Down Converter, 1972 SWIEEE—CO Record, Dallas, Texas. IEEE Catalog № 72 CHO 595—9 SWIECO, p. 252—256, April, 1972.

5.15. **Allison H. J., Ramakumar R., Hughes W. L.** A Field Modulated Frequency Down Conversion Power System, IEEE Transaction on Industry Applications, vol. 1A-9, № 2, p. 220—226, March/April, 1973.

5.16. **Oklahoma State University** progress reports: NSF/RANN/SE/GI-39457/PR/74/1 dated April 18, 1974 and NSF/RANN/SE/GI-39457/PR/74/3 dated October 15, 1974.

5.17. **Savino J. M.** A Brief Summary of Large W. G. S. in the U. S., NASA Techn. Memo. X-71605, 1974.

5.18. **Reitan D. K.** Wind Powered AC/DC/AC Converter System, Wind Energy Conversion Systems Workshop Proceedings, 109, 1974.

5.19. **Ramakumar R., Allison H. J., Hughes D. L.** A Self Excited Field Modulated Three-Phase Power System, C74 318-2 IEEE—PES Summer Meeting, July, 1974.

5.20. **Golding E. W.** The Generation of Electricity by Windpower E and F. N. Spon, London, 1955.

5.21. **Kostenko M. P. A. C.** Commutator Generation with Frequency Regulation Independent of Rotational Speed, Elektrichestvo, N 2, 1948.

5.22. **Kostenko M. P., Plotvovsky L.** Electrical Machines, vol. II, MIR Publishers, Moscow, 1969.

5.23. **Adkins B., Gibbs W. J.** Polyphase Commutator Machines, Cambridge University Press, 1951.

5.24. **Wall T. F.** Large Wind Driven Synchronous Generators, Engineerings, 155, 4037, p. 532.

5.25. **Meyer V. M.** Über die untersynchrone Stromrichtererkaskade, ETZ-A, September, 1961.

5.26. **Paice D. A.** Speed Control of Large Induction Motors by Thyristor Converters, IEEE Trans. IGA, 5, 545, October, 1969.

5.27. **Linke S., Teshome A., Yehsakul P. D.** A Study of Transmission and Protection Elements for Wind Energy Generating Systems, Brookhaven National Laboratory (unpublished), December, 1975.

5.28. **Jorgensen G. E., Lotker M., Meier R. C., Brierly D.** Design, Economic and System Considerations of Large Wind-Driven Generators, IEEE Power Engineering Society, Winter Meeting, January, 1976.

5.29. **Jayadev T. S.** Windmills Stage a Comeback, IEEE Spectrum, p. 45, November, 1976.

5.30. **Wind Energy Mission Analysis**, Lockheed California Company, Report № LR27611, September, 1976.

5.31. **Design Study of Wind Turbines 50 kW to 3000 kW for Electric Utility Applications**, General Electric Company, Valley Forge Space Center, ERDA/NASA—19403—76/2, February, 1976.

5.32. **Design Study of Wind Turbines 50 kW to 3000 kW for Electric Utility**

Applications, Kaman Aerospace Corporation, ERDA/NASA-19404—76/2, February, 1976.

5.33. **Operational, Cost and Technical Study of Large Wind Power Systems Integrated with an Existing Electrical Utility**, Southwest Research Institute, 1976.

5.34. **Todd C. J., Eddy P. L., James R. C., Howell W. E.** Cost-Effective Electrical Power Generation from the Wind, Proceedings of the 1977 Annual Meeting, American Section International Solar Energy Society.

5.35. **Wind Energy Mission Analysis**, General Electric Company, Valley Forge Space Center, Report № 76, SDS4267, February, 1977.

5.36. **Potential Pumped Storage Projects in the Pacific Southwest**, Federal Power Commission, Washington, D. C., 1975.

5.37. **Pumped Storage in the Pacific Northwest, an Inventory**, Corps of Engineers, North Pacific Division, 1976.