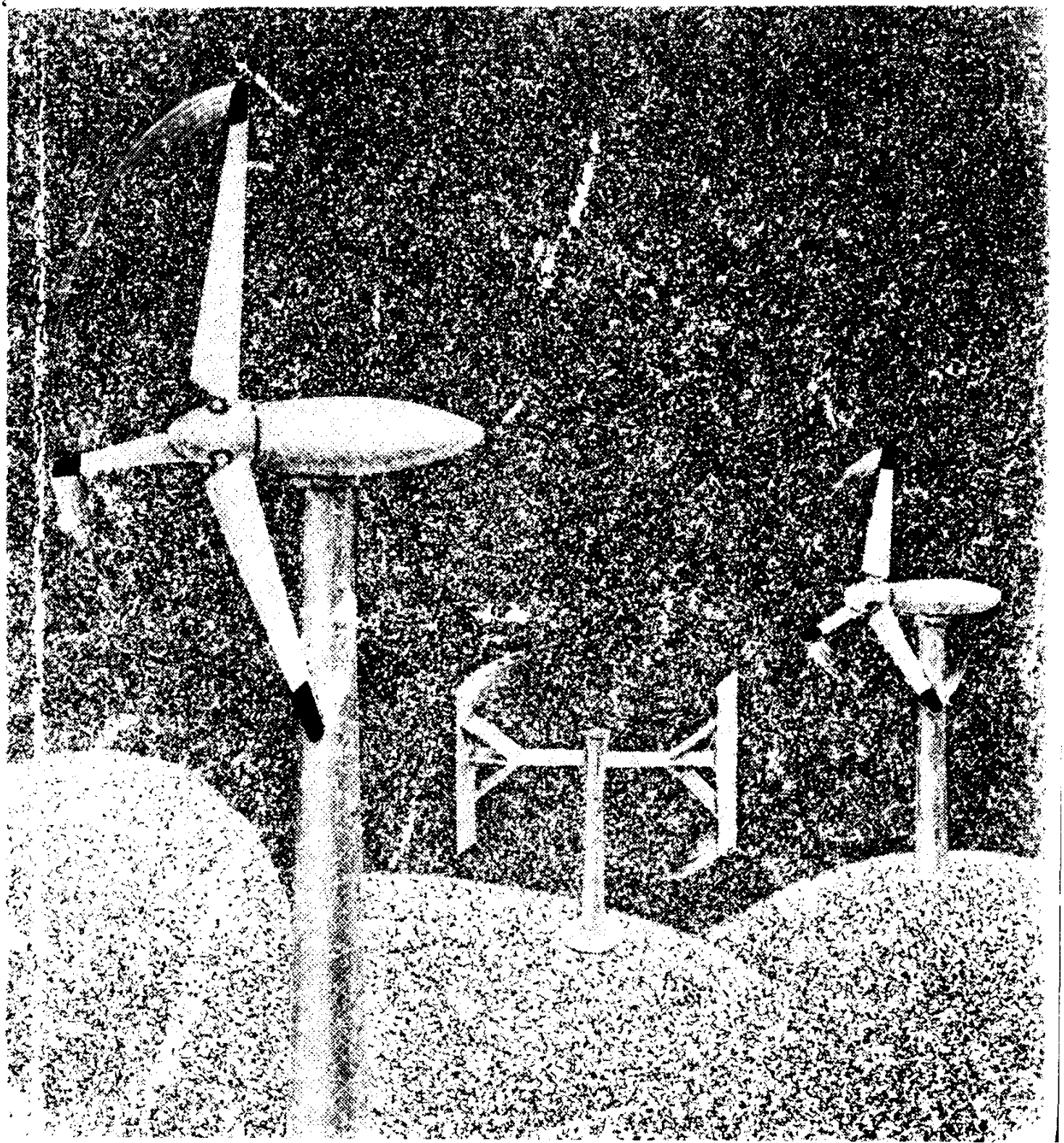
Библиотека СОК

В. В. ЗУБАРЕВ, В. А. МИНИН, И. Р. СТЕПАНОВ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ВЕТРА В РАЙОНАХ СЕВЕРА



АКАДЕМИЯ НАУК СССР
Ордена Ленина Кольский научный центр имени С. М. Кирова
Научный Совет по возобновляемым источникам энергии

В. В. ЗУБАРЕВ, В. А. МИНИН, И. Р. СТЕПАНОВ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ВЕТРА В РАЙОНАХ СЕВЕРА

СОСТОЯНИЕ, УСЛОВИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Ответственный редактор
чл.-кор. АН СССР Н. Н. Ковалев



Ленинград
„Наука"
Ленинградское отделение
1989

УДК 621.548.001.5(470.1)

Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера: Состояние, условия эффективности, перспективы. Л.: Наука. Ленингр. отд-ние, 1989. 208 с.

В монографии даются общие сведения о современных ветроэлектрических установках (ВЭУ) малой, средней и большой мощности, а также комплексах ВЭУ, работающих параллельно. Приводится обзор состояния и тенденций развития ветроэнергетики в мире. Систематически излагаются сведения о составляющих ветроэнергетического кадастра и методике их определения. Подробно характеризуется ветроэнергетический кадастр севера европейской части СССР и оцениваются его ветроэнергетические ресурсы.

Рассматриваются состояние и перспективы развития традиционных схем энергоснабжения Севера. Определяются технико-экономические показатели схем энергоснабжения малых изолированных потребителей с участием ВЭУ и условия их эффективного применения. Кратко обсуждаются возможные пути расширения использования энергии ветра в районах Севера и других районах.

Книга предназначена для инженеров и научных работников, занимающихся разработкой вопросов энергоснабжения регионов, для студентов энергетических вузов и факультетов, а также может быть использована специалистами при разработке, создании и эксплуатации ветроэлектрических установок и станций.

Библиогр. 133 назв. Ил. 100. Табл. 20.

Рецензенты:

д-р техн. наук А.А. ГУРОВ, канд. техн. наук Б.Г. БАРАННИК

Редактор издательства Н.К. ШАРОВА

3 $\frac{2208000000-581}{055(02)-89}$ 675-89, кн. 2 © Издательство „Наука", 1989 г.

ISBN 5-02-024461-9

ОТ РЕДАКТОРА

Предлагаемая вниманию читателей книга имеет в основном общеэнергетическую направленность. Она в значительной мере подводит итог работы авторов и их размышлений над перспективами развития ветроэнергетики – одного из важных направлений возобновляемых источников энергии.

Первым из них является использование гидроэнергетических ресурсов. Гидроэнергетика играет важную роль в энергетическом балансе и энергетических системах страны. Она дает около 15% общей выработки электроэнергии, серьезно способствуя также решению задач по резервированию и покрытию переменной части графиков нагрузки.

Ветроэнергетика по величине ветроэнергетических ресурсов и потенциальным возможностям могла бы занять второе место после гидроэнергетики. Однако этого не происходит. Использование энергии ветра имеет свои подъемы и спады. Длительное время человечество пользовалось энергией ветра для мореплавания и для привода ветряных мельниц. Быстрое и эффективное развитие тепловых двигателей вытеснило энергию ветра из этих областей. Однако развитие техники и необходимость экономить топливные ресурсы стимулируют поиски эффективного применения энергии ветра на новой технической базе. Особенно возрос интерес к этой проблеме с середины 70-х гг. Получены также значительные достижения в этой области. Основные трудности в практическом использовании энергии ветра определяются ее малой концентрацией. Для их преодоления необходимо идти по пути определения характеристик ветра в различных районах и, главное, – создания надежных и достаточно дешевых ветроэнергетических установок. Международный опыт показывает, что в ряде промышленно развитых стран оказалось возможным на базе достижений современной техники в короткий срок – за 6–8 лет – произвести разработку и организовать массовое производство весьма совершенных и надежных ветроэлектрических станций мощностью до 300 кВт. Рациональное использование этого опыта и определение организационных форм производства в современных условиях, включая возможности создания смешанных предприятий, представляют важную практическую задачу. Посильный вклад в ускорение развития ветроэнергетики и расширение применения энергии ветра, особенно в районах Севера, делают авторы настоящей книги.

Следует отметить также большое практическое значение части монографии, посвященной ветроэнергетическому кадастру севера европейской части СССР и исследованию условий эффективного использования энергии ветра в энергоснабжении потребителей районов Севера.

Н.Н. Ковалев

ПРЕДИСЛОВИЕ

В последние годы в СССР и за рубежом уделяется повышенное внимание вопросам рационального использования топливно-энергетических ресурсов. Это определяется устойчивым ростом потребления топлива и энергии, невозобновляемостью органического топлива, ограниченными возможностями его добычи, усилением загрязнения окружающей среды и другими факторами.

КПСС и правительство нашей страны последовательно проводят политику, направленную на рациональное и всестороннее развитие энергетики, на экономию всех видов топлива и энергии и использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии, в том числе и энергии ветра [1.1-1.4].

В развитии народного хозяйства Советского Союза освоение районов Севера приобретает все большее значение. Огромные неосвоенные или мало освоенные территории со значительными природными богатствами, суровые природно-климатические условия и другие особенности делают задачу энергоснабжения этих районов важной и трудной. Среди различных энергетических ресурсов значительный интерес представляют потенциальные запасы энергии ветра, являющиеся поистине огромными. Велики и трудности их использования. В период перестройки всего народного хозяйства, охватившей страну, уместно с новых позиций оценить возможности использования энергии ветра в северных условиях.

К проблеме использования энергии ветра, в том числе и в северных условиях, в течение длительного времени проявляется значительный интерес. Имеется ряд фундаментальных работ (например, [1.5-1.11]) и большое количество статей, часть которых приведена в прилагаемом списке литературы, посвященных различным аспектам этой проблемы (см., например, [1.13-1.21]). Однако до недавнего времени использование энергии ветра в нашей стране и за рубежом шло очень медленно. В ряде стран существенным толчком к практическому разрешению проблемы явился мировой энергетический кризис 1973-1974 гг. К таким странам относятся Дания, ФРГ, Англия, США и др. В результате значительной исследовательской и конструкторской работы создано большое количество ветроэнергетических агрегатов различной мощности и назначения. Для некоторых из них было начато массовое производство. В последнее десятилетие стали создавать комплексы ветроэлектрических агрегатов для их совместной работы между собой и с энергосистемой. Этим был ознаменован качественно новый этап развития ветроэнергетики.

Отмеченные новые тенденции не нашли достаточного систематизированного освещения в литературе, особенно применительно к использованию энергии ветра в северных условиях. Поэтому задачей настоящей монографии является краткое изложение современного состояния ветроэнергетики, выявление путей эффективного использования энергии ветра в районах Севера и определение основных направлений практического разрешения этой проблемы. В соответствии с этим замыслом сформировалась и структура книги. В первой главе приводятся краткие сведения об основных типах ветродвигателей, современных конструкциях ветроэлектрических (ВЭУ) установок различной мощности и их технико-экономических характеристиках, а также имеющемся опыте использования ВЭУ для энергоснабжения изолированных объектов и в энергосистемах. Во второй главе дается общий обзор состояния ветроэнергетики в мире и выявляются тенденции ее развития. Глава третья содержит подробные сведения о ветроэнергетическом кадастре севера европейской части СССР и оценку ветроэнергетических ресурсов этого региона. В четвертой главе рассматриваются состояние энергоснабжения потребителей в районах Севера и возможные технико-экономические показатели традиционных схем их энергоснабжения. В пятой главе излагается методика оценки эффективности участия ВЭУ в энергоснабжении изолированных потребителей и проводится такая оценка для условий севера европейской части СССР. В заключении резюмируется обзор состояния ветроэнергетики на современном этапе, перспектив ее развития и формируются условия эффективного применения ВЭУ для энергоснабжения потребителей Севера. Материалы, представляющие интерес преимущественно для специалистов, занимающихся углубленно отдельными вопросами ветроэнергетического кадастра и энергоснабжения районов Севера, а также данные справочного характера вынесены в приложение. Некоторые сведения, приведенные в монографии, относятся к общим вопросам ветроэнергетики и различным регионам страны. Значительная же часть - к вопросам использования энергии ветра в районах Севера, особенно в европейской части СССР.

Работа авторского коллектива над рукописью выполнена под руководством И.Р. Степанова и распределилась следующим образом: первая глава написана И.Р. Степановым, вторая - В.В. Зубаревым, третья и четвертая - В.А. Мининым, пятая глава - Мининым и Степановым совместно.

Авторы отдают дань уважения Е.И. Куклину, который внес существенный вклад в организацию проведения исследований в области ветроэнергетики в Кольском филиале АН СССР и явился инициатором и активным участником создания ветроэнергетического полигона на берегу Баренцева моря в пос. Дальние Зеленцы, что способствовало накоплению материалов, послуживших основой настоящей книги.

Хотелось бы надеяться, что предлагаемая вниманию достаточно широкого круга читателей книга будет способствовать организации массового производства ВЭУ в нашей стране и их широкому практическому использованию, особенно в районах Севера.

1. ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И СТАНЦИИ

1.1. Основные типы ветродвигателей

Исторически первым стационарным агрегатом, использующим энергию ветра, была ветряная мельница, которая вручную ориентировалась на ветер. Основным ее рабочим органом являлось многолопастное ветроколесо с горизонтальной осью вращения, устанавливаемое по направлению ветра. Такие ветродвигатели широко применялись в средние века и в последующем для размола зерна, подъема и перекачки воды, а также для привода некоторых производств. В Голландии в середине XIX в. использовалось для различных целей около 9 тыс. ветродвигателей. Крупные ветряные мельницы заводского изготовления при высоких скоростях ветра могли развивать мощность до 60 кВт. В прошлом веке число ветряных мельниц на территории России превышало 200 тыс., их суммарная мощность составляла примерно 1.3 млн кВт, а в 1930 г. в СССР их насчитывалось более 800 тыс. [1.10, 1.18, 1.19].

В настоящее время известно много различных типов ветродвигателей. Широкое распространение имеют ветродвигатели с крыльчатыми ветроколесами и горизонтальной осью вращения (рис. 1.1). Среди них наибольшее развитие получили двух- и трехлопастные ветроколеса. Вращающий момент ветроколеса создается подъемной силой, образующейся при обтекании профиля лопастей воздушным потоком. В результате кинетическая энергия воздушного потока в пределах площади, ометаемой лопастями, преобразуется в механическую энергию вращения ветроколеса. Мощность N, развиваемая ветроколесом, определяется по формуле

$$N = \frac{1}{2}\xi\rho v^3 F = \frac{\pi}{8}\xi\rho D^2 v^3, \qquad (1.1)$$

где ρ – плотность воздуха; v – скорость воздушного потока (ветра); F – площадь, ометаемая рабочим колесом диаметром D; ξ – коэффициент использования энергии ветра.

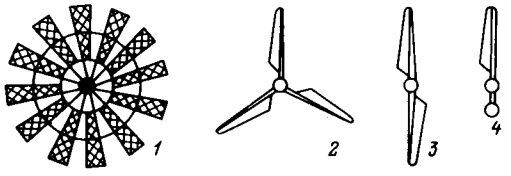


Рис. 1.1. Ветроколеса крыльчатых ветродвигателей.

1 – многолопастное, 2 – трехлопастное, 3 – двухлопастное, 4 – однолопастное.

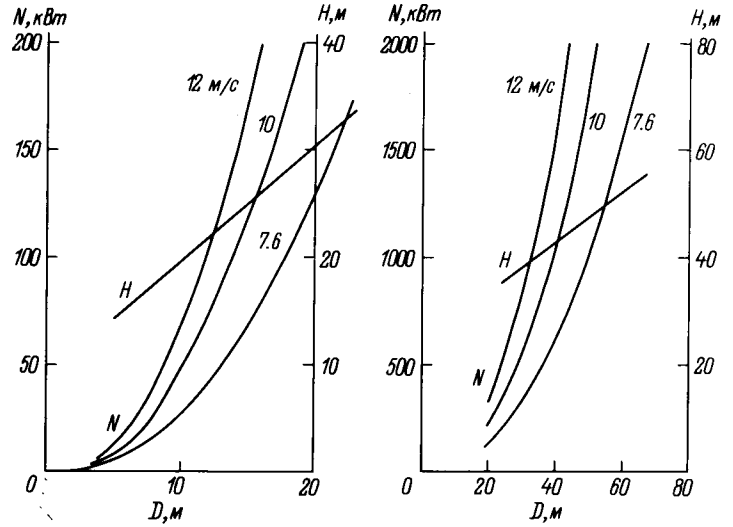


Рис. 1.2. Мощность N и высота башни H крыльчатой ВЭУ в функции от диаметра рабочего колеса D.

Из формулы (1) следует, что мощность пропорциональна квадрату диаметра рабочего колеса и кубу скорости ветра. По классической теории Н.Е. Жуковского, для идеального ветроколеса $\xi = 0.593$.

На практике у лучших быстроходных колес максимальное значение коэффициента использования энергии ветра доходит до 0.45–0.48, у тихоходных – 0.36–0.38.

Важной характеристикой ветроколеса является его быстроходность Z, представляющая отношение скорости движения конца лопасти к скорости ветрового потока. Оптимальные значения быстроходности двухлопастного колеса – 5–7, трехлопастного – 4–5, шестилопастного – 2.5–3.5.

Из конструктивных характеристик на мощность ветроколеса основное влияние оказывают его диаметр, а также форма и профиль лопастей. Мощность мало зависит от числа лопастей. Частота вращения ветроколеса пропорциональна быстроходности и скорости ветра и обратно пропорциональна диаметру. На величину мощности влияет также высота расположения центра колеса, так как скорость ветра зависит от высоты. Зависимости высоты башни и мощности ветродвигателей от диаметра рабочего колеса для скорости ветра 7.6, 10 и 12 м/с приведены на рис. 1.2 [1.10].

Мощность ВЭУ, как отмечалось, пропорциональна третьей степени скорости ветра. Эта зависимость в относительных величинах показана на рис. 1.3. Высокие скорости ветра обеспечивают работу ВЭУ с номинальной мощностью и значительный вклад в годовую выработку энергии. При скоростях ветра ниже расчетной ветродвигатель работает обычно значительную часть времени в году. Его

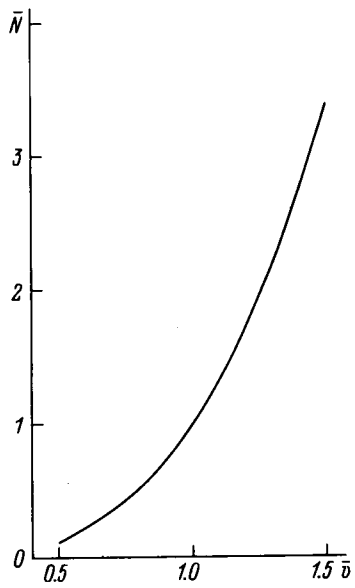


Рис. 1.3. Зависимость мощности ВЭУ от скорости ветра υ.



Рис. 1.4. Ротор Савониуса.

а – двухлопастный, б – четырехлопастный.

мощность может составлять 20–30% от номинальной и менее. При таких режимах работы происходят большие потери энергии в генераторах вследствие их низких КПД на малых нагрузках, а в асинхронных генераторах возникают, кроме того, большие реактивные токи, которые необходимо компенсировать. Для исключения этого недостатка в некоторых ВЭУ применяют 2 генератора с номинальными мощностями 100 и 20–30% от номинальной мощности ВЭУ. При слабых ветрах первый генератор отключается. В некоторых ВЭУ малый генератор обеспечивает также возможность работы установки при малых скоростях ветра при пониженных оборотах с высоким значением $\mathcal{E}$.

Установка ветроколеса на ветер, т.е. перпендикулярно к направлению ветра, производится в агрегатах очень малой мощности с помощью хвоста (хвостового оперения), в агрегатах небольшой и средней мощности – посредством механизма виндроз, а в современных крупных установках – специальной системой ориентирования, получающей управляющий импульс от датчика направления ветра (флюгера), установленного перед ветроколесом. Механизм виндроз представляет собой два небольших ветроколеса, плоскость вращения которых перпендикулярна к плоскости вращения основного колеса, работающих на привод червяка, поворачивающего платформу головки ветродвигателя до тех пор, пока колеса не будут лежать в плоскости, параллельной направлению ветра.

Крыльчатое ветроколесо с горизонтальной осью вращения может располагаться перед башней и за ней. В последнем случае лопасть подвергается постоянному многократному воздействию переменных сил при прохождении в тени башни, что одновременно значительно

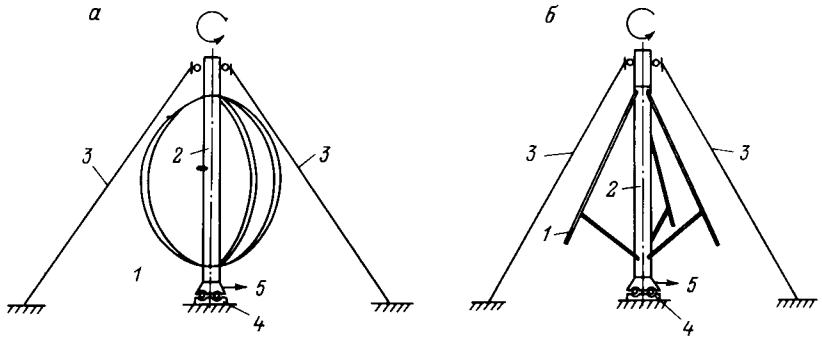


Рис. 1.5. Ветродвигатель Дарье.

а – Φ-образный, б – Δ-образный, 1 – лопасть, 2 – вал, 3 – растяжка, 4 – опора, 5 – передача вращающего момента генератору.

повышает уровень шума. Для регулирования мощности и ограничения частоты вращения ветроколеса применяются ряд способов, в том числе поворот лопастей или их части вокруг своей продольной оси, а также закрылки, клапаны на лопастях и другие способы.

Основными преимуществами лопастных ветроколес с горизонтальной осью вращения является то, что условия обтекания лопастей воздушным потоком постоянны, не изменяются при повороте ветроколеса, а определяются только скоростью ветра. Благодаря этому, а также высокому значению $\mathcal{E}$ ВЭУ крыльчатого типа в настоящее время получили наибольшее распространение.

Другой разновидностью ветроколеса является ротор Савониуса (рис. 1.4). Он может иметь горизонтальную и вертикальную оси вращения. В первом случае требуется его ориентация на ветер, во втором – нет. Вращающий момент возникает при обтекании ротора потоком воздуха за счет разного сопротивления выпуклой и вогнутой частей ротора. Колесо отличается простотой, но имеет очень низкий коэффициент использования энергии ветра ($\mathcal{E}$=0.1÷0.15). Оно получило некоторое применение для ветродвигателей очень малой мощности (микродвигателей).

В последние годы в ряде зарубежных стран, особенно в Канаде, начали заниматься разработкой ветродвигателя с ротором Дарье, предложенным во Франции в 1920 г. Этот ротор имеет вертикальную ось вращения и состоит из двух–четырех изогнутых лопастей (рис. 1.5). Лопасти образуют пространственную конструкцию, которая вращается под действием подъемных сил, возникающих на лопастях от ветрового потока. В роторе Дарье коэффициент использования энергии ветра достигает значений 0.30÷0.35 [1.10]. Примерные зависимости высоты башни и мощности от диаметра ротора для двигателей Дарье представлены на рис. 1.6. В последнее время проводятся разработки роторного двигателя Дарье с прямыми лопастями (рис. 1.7). Ветродвигатели Дарье не нуждаются в ме-

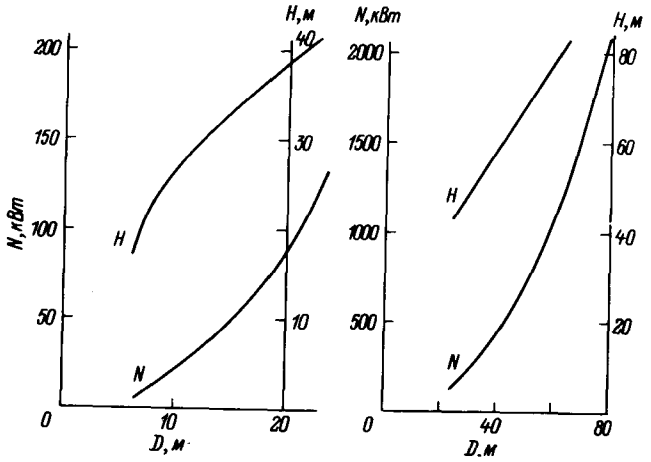
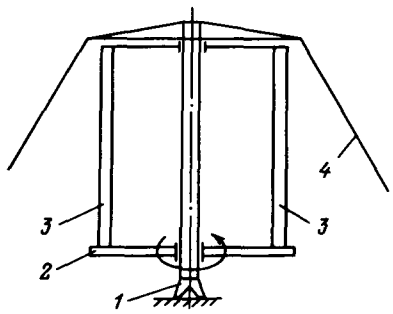


Рис. 1.6. Мощность N и высота башни H ВЭУ Дарье в функции от диаметра ротора D.

ханизме ориентации на ветер. В них отсутствует головка на поворотной платформе с генераторами и другими механизмами, размещенная на значительной высоте (на башне). Все это существенно упрощает конструкцию. Однако серьезным органическим недостатком этих ветродвигателей является значительное изменение условий обтекания крыла потоком за один оборот ротора, циклично повторяющееся при работе многие миллионы раз. Это может вызывать усталостные явления и приводить к разрушению элементов ротора и серьезным авариям, что должно учитываться при конструировании ротора (особенно при больших мощностях ветродвигателей).

Зависимости коэффициента использования энергии ветра ξ от быстроходности Z для различных типов ветроколес приведены на рис. 1.8. Наибольшие значения ξ имеют двух- и трехлопастные ветроколеса с горизонтальной осью вращения. Для них высокое ξ сохраняется в широком диапазоне быстроходности Z. Последнее существенно, так как ветродвигателям приходится работать при скоростях ветра, изменяющихся в больших пределах. Меньшие значения и более острый характер максимума кривых ξ для ротора Дарье и других типов ветроколес являются их существенным органическим недостатком.

Рассмотренные типы ветродвигателей охватывают далеко не все известные решения. На ветродвигатели и их элементы получено и постоянно продолжает выдаваться очень большое количество патентов и авторских свидетельств. Это, по-видимому, можно объяснить противоречием между заманчивостью и кажущейся простотой использования энергии ветра и отсутствием в ряде стран массового выпуска и использования высоконадежных, несложных и дешевых ветроэнергетических установок и ветроэлектрических станций. До сих пор



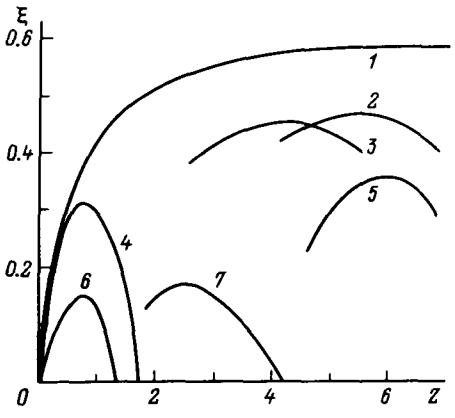


Рис. 1.7. Ротор с вертикальной осью и прямыми лопастями.

1 – мачта (башня), 2 – ротор, 3 – прямые лопасти, 4 – растяжка.

Рис. 1.8. Типовые зависимости коэффициента использования энергии ветра ξ от быстроходности ветроколеса Z [1.10].

1 – идеальное крыльчатое ветроколесо; 2, 3 и 4 – двух-, трех- и многолопастные крыльчатые ветроколеса; 5 – ротор Дарье; 6 – ротор Савониуса; 7 – четырехлопастное ветроколесо датской мельницы.

среди энтузиастов ветроэнергетики, многих специалистов и технической общественности не стало всеобщим понимание того, что никакие новые типы ветродвигателей и схемы не могут заменить развития технологии и конструкций, которые обеспечивают создание надежных и удобных в эксплуатации ветродвигателей и делают эффективными самые простые и поэтому надежные схемы ВЭУ.

1.2. ВЭУ малой мощности

Эти ВЭУ довольно широко применяются для зарядки аккумуляторов, питания сигнальных огней, привода насосов, освещения малых изолированных объектов и т.п. Их мощность составляет от нескольких ватт до нескольких киловатт. В нашей стране разработкой и производством таких ВЭУ длительное время занимались Центральный ветроэнергетический институт, Всесоюзный институт электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ) и производственное объединение „Циклон", преобразованное в 1981 г. в научно-производственное объединение „Ветроэн". Выпуск ВЭУ в 50-е гг. достигал 9 тыс. шт. в год. Технические характеристики некоторых типов отечественных ВЭУ представлены в табл. 1.1. Установка ветроколеса на ветер

Таблица 1.1

Характеристики некоторых отечественных ВЭУ малой мощности

	Разработки ВИЭСХ			Разработки „Ветроэн"		
	Д-4	„Беркут"	„Сокол" 2Д-12МА	АВЭУ-4	АВЭУ-6	АВЭУ-12
Диаметр ветроколеса, м	4	4	12	4	6	12
Число лопастей	2	2	3	2 или 3	2	2
Расчетная скорость ветра, м/с	8	8	8	8	9	10
Частота вращения ветроколеса, об/мин	310	310	88	300	186	77
Мощность, кВт	0.75	1.6	15	1	4	16
Напряжение, В	12	220	380	380	380	380
Диапазоны рабочих скоростей ветра, м/с	4÷40	4.5÷40	4.5÷40	4÷50	5÷25	5÷25
Максимальная скорость ветра, м/с	40	40	40	50	50	50
Высота оси ветроколеса, м	5÷10	5.1	10	6	7	12.5
Масса комплексного агрегата, кг	240	420	2000	500	815	3000

производится для ВЭУ Д-4 с помощью хвоста, для остальных – виндрозами. Кострукции ветроустановок „Беркут" и АВЭУ-6 показаны на рис. 1.9 и 1.10.

ВЭУ „Беркут" (рис. 1.9) состоит из ветроколеса 1 с двумя стеклопластиковыми лопастями, редуктора 2, генератора 3, поворотной платформы 4 с виндрозным механизмом установки на ветер, башней 5 с опорной рамой 6, электрического щита 7 автоматики и защиты. Ветроколесо расположено за башней. Агрегат предназначен для подъема воды из водоисточников, зарядки аккумуляторов, освещения и для питания маломощных бытовых электроприборов.

АВЭУ-6 (рис. 1.10) – быстроходный двухлопастный агрегат с диаметром ветроколеса 6 м и номинальной мощностью синхронного генератора 4 кВт, производящего электроэнергию напряжением 230/400 В при частоте 50 Гц. Агрегат развивает номинальную мощность при скорости ветра 9 м/с и выдерживает скорости ветра до 50 м/с. Высота башни до оси вращения ветроколеса 7 м.

За период 1979-1986 гг. НПО „Ветроэн" серийно выпущено более 1500 ветроагрегатов АВЭУ-6, которые в основном удовлетворительно зарекомендовали себя в некоторых отраслях народного хозяйства. Вместе с тем в процессе монтажа, наладки и эксплуатации были выявлены и недостатки в конструкции агрегатов и в организа-

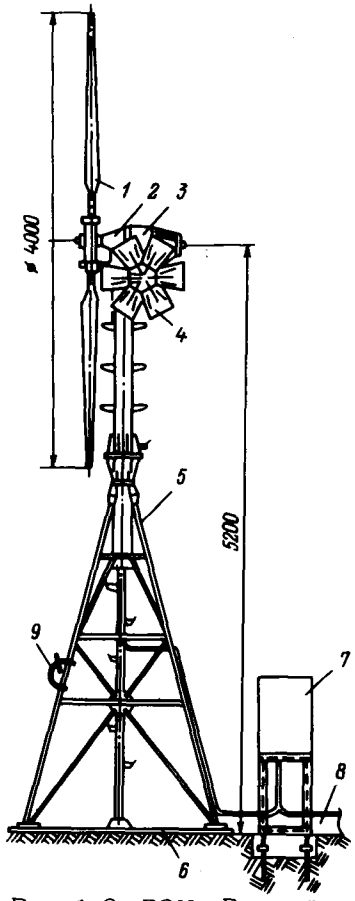


Рис. 1.9. ВЭУ „Беркут".

1 – лопасть, 2 – редуктор, 3 – генератор, 4 – виндроза, 5 – башня, 6 – опорная рама, 7 – щит управления, 8 – кабель, 9 – рукоятка пуска-останова.

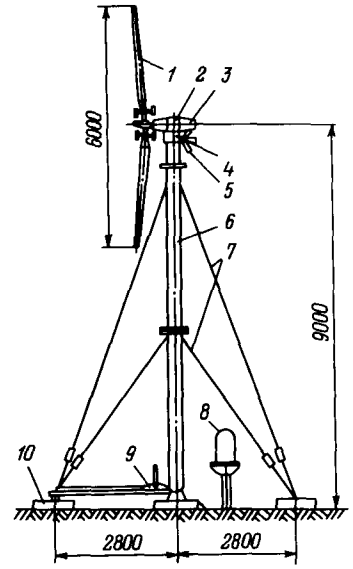


Рис. 1.10. ВЭУ АВЭУ-6.

1 – ветроколесо, 2 – редуктор, 3 – синхронный генератор, 4 – червячный редуктор, 5 – виндроза, 6 – трубчатая опора (башня), 7 – растяжки, 8 – блок автоматики, 9 – лебедка, 10 – фундамент.

ции их производства, которые тормозят широкое использование ветротехники и в отдельных случаях вызывают отрицательное отношение к ней [1.19].

Значительное количество малых ВЭУ выпускается за рубежом. Французская фирма „Аэроватт" производит серию ВЭУ мощностью от 28 Вт до 4 кВт (рис. 1.11 и табл. 1.2). Они выполняются как высокооборотные двухлопастные машины с прямым соединением с валом электрического генератора. Самые малые модели оборудованы генераторами постоянного тока напряжением 12÷48 В. ВЭУ мощностью 1÷4 кВт имеют генераторы переменного тока с напряжением 220÷380 В и частотой 50 Гц. Установка на ветер произ-

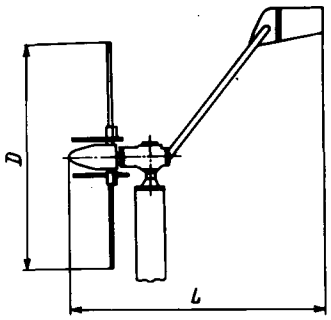


Рис. 1.11. Схема ВЭУ „Аэроватт".

водится с помощью хвостового оперения. Скорость ветра $v_{min\,p}$, при которой ВЭУ начинает работать, около 3 м/с, расчетная – v_p =7 м/с. Установки имеют регулятор безопасности, выводящий лопасти из рабочего положения при скорости ветра $v_{max\,p}$=18÷22 м/с. Конструкции ВЭУ рассчитаны на максимальную буревую скорость 55÷65 м/с. Обращают на себя внимание очень высокая стоимость установок и их большая масса.

Установки фирмы „Аэроватт" используются как источники питания в морской и авианавигации, в линиях дальней радиорелейной связи, на метеорологических и сейсмических станциях, в железнодорожной сигнализации, в катодной противокоррозионной защите.

ВЭУ малой мощности выпускаются также в США, Англии, ФРГ и других странах.

Таблица 1.2

Ветроэлектрические установки фирмы „Аэроватт" [1.22, 1.23]

Тип установки	Мощность, кВт	Диаметр ветроколеса, D, м	Длина головки, L, м	Масса, кг	Скорость ветра, м/с			Стоимость, дол.
					$v_{min\,p}$	v_p	$v_{max\,p}$	
60FP7	0.028	1.3	1.7	22	3.0	7.0	22	2735
150FP7	0.13	2.0	2.7	80	3.0	7.0	22	4945
100FP5		3.2	3.0	176				
300FP7	1.125	3.2	4.2	176	3.0	7.0	18	7400
1100FP7	1.125	5.0	5.0	350	3.0	7.0	18	15470
1100FP5		9.2	8.0	945				
4100FP7	4.1	9.2	8.0	971	1.35	7.1	25	35350

1.3. ВЭУ средней мощности

Наибольший прогресс в конструировании, производстве и эксплуатации ВЭУ средней мощности (20÷300 кВт) достигнут в Дании [1.24, 1.25]. Рассмотрим общие черты конструкции и основные характеристики таких установок. Характерная конструкция ВЭУ этого класса показана на рис. 1.12. На фундаменте 1 установлена башня 5 высотой несколько десятков метров, которая выполнена в виде конической трубы. Для удобства транспортировки башня имеет 2–3 разъема. Секции башни при перевозке в специальной грузовой автомашине могут вставляться одна в другую, в результате чего максимальная длина узлов ВЭУ не выходит за пределы 6–8 м, что об-

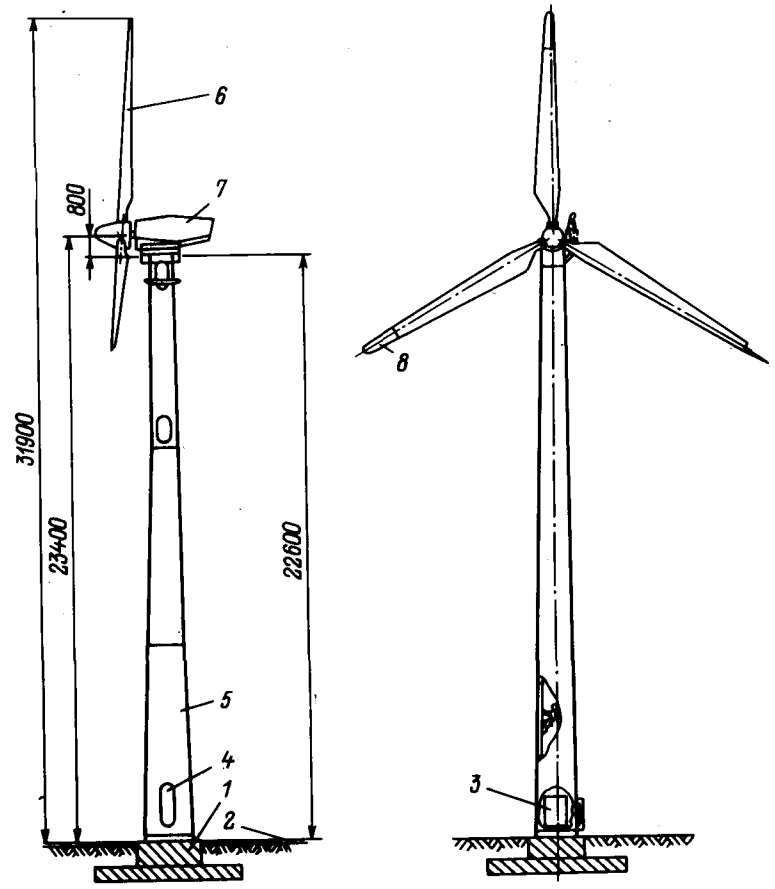


Рис. 1.12. Схема ВЭУ мощностью 80 кВт.

1 – фундамент, 2 – поверхность земли, 3 – распредустройство, 4 – входная дверь, 5 – стальная башня, 6 – лопасть, 7 – головка, 8 – тормозной поворотный конец лопасти.

легчает их перевозку. На верхней части башни на поворотной платформе смонтирована головка ВЭУ 7, в которой установлены основные механизмы (рис. 1.13): вал ветроколеса со ступицей, несущей лопасти, редуктор, электрический генератор, механизмы установки на ветер, механизмы управления и безопасности. Лопасти ветродвигателя – весьма напряженные и ответственные элементы. Они имеют тщательно отработанный аэродинамический профиль, угол между хордой которого и плоскостью вращения изменяется по длине лопасти. Лопасти изготовляются из полистирола, усиленного стекло-



Рис. 1.13. Ветроустановка „Бонус-55/11".

а – общий вид; б – головка: 1 – флюгер, 2 – втулка (ступица) ветроколеса, 3 – механизм расцепления, 4 – шестиполюсные генераторы (большой и малый), 5 – редуктор, 6 – насос системы останова; 7 – двигатель рыскания (системы установки на ветер), 8 – автомат останова.

волокном, что обеспечивает высокую прочность и гладкость поверхности. В некоторых конструкциях на каждой лопасти имеется тормозной поворотный конец, который удерживается в рабочем положении давлением масла, а при исчезновении давления поворачивается на 90°, осуществляя эффективное торможение. Он используется также при оперативном и аварийном воздействии. Все механизмы

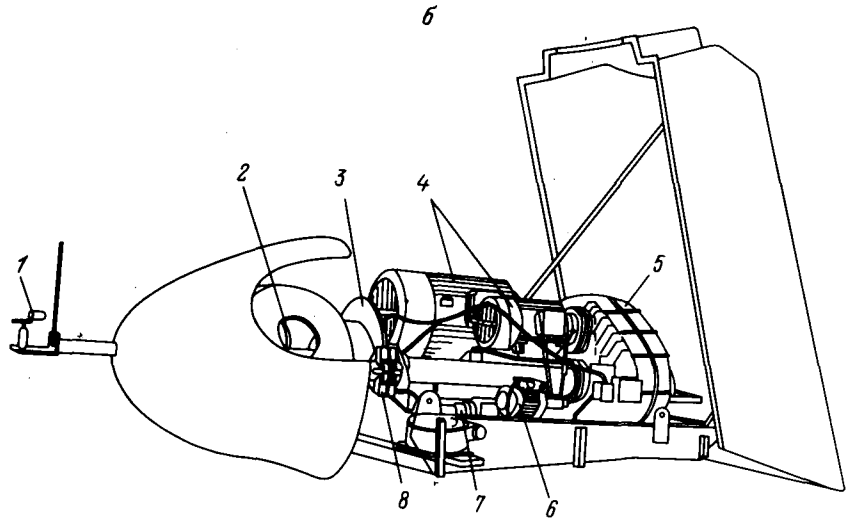


Рис. 1.13 (продолжение).

головки плотно закрыты кожухом, придающим головке обтекаемую форму и защищающим от атмосферных воздействий. На боковой поверхности башни предусмотрены 3 двери: входная, для работ с лопастью и для выхода на площадку (в верхней части башни). Подъем персонала в башне осуществляется по лестнице с выходом наружу в верхней части башни. Внутри нижней части башни смонтированы распредустройство и блок автоматики. Конструктивные данные нескольких типов ВЭУ приведены в табл. 1.3.

Одной из наиболее мощных и совершенных установок рассматриваемого класса является „Данвин-24" (180 кВт). Ее характерные особенности – расположение трехлопастного ветроколеса перед башней, жестко фиксированное положение лопастей, независимые главный вал и главные подшипники. Имеется ряд оригинальных конструктивных решений. К ним относятся система установки на ветер и Т-образная конструкция главной поворотной платформы головки (гондолы), которая обеспечивает выход из трубы башни на площадку обслуживания головки во время работы независимо от погодных условий. Пространство под кожухом головки достаточно просторное, имеется возможность свободного прохода и обслуживания механизмов головки при работе установки.

„Данвин" имеет асинхронный генератор с двумя обмотками, специально сконструированный для ветроустановки. Главная обмотка обеспечивает мощность генератора до 180 кВт при 1500 об/мин, а вторая – до 40 кВт при 1000 об/мин. Полюсов соответственно 4 и 6. В результате этого вторичная обмотка работает при частоте вращения, пониженной на 33%. Благодаря такой конструкции потери в генераторе становятся меньше при малой нагрузке, а сниженная

Таблица 1.3

Основные технические данные некоторых датских ВЭУ

Наименование	„Бонус-55/11", 55 кВт	WM-175, 80 кВт	W-1960, 120 кВт	W-2250, 140 кВт	„Бонус-150/30", 150 кВт	„Данвин-23", 180 кВт
Ветроколесо						
Диаметр, м	16.3	17	19.6	22.5	23	23.2
Ометаемая площадь, $м^2$	209	227	302	398	415	423
Число лопастей	3		3	3	3	3
Установка лопасти	Фиксированная	Фиксированная	Фиксированная	Фиксированная	Поворотная	Фиксированная
Длина лопасти, м		8.2	9.08	10.05		10.8
Хорда лопасти у основания/ у вершины, м			1.35/0.58	1.44/0.56		1.445/0.565
Масса лопасти, кг			725	750		680
Скорость конца лопасти, м/с			47	54		51
Расположение	Перед башней		Перед башней	Перед башней	Перед башней	Перед башней
Высота оси, м	24.5		23.6	23.6	24.5	30
Масса, кг		1200	3300	3300		
Частота вращения, об/мин		38	46	46		43 и 29
Башня						
Высота, м	24	18, 22 или 24	23.0	23.0	24.0	
Масса, кг			6500	8000		
Диаметр, м:						
у основания	1.9		2.05	2.05		2.2
в среднем сечении			1.60	1.60		
наверху	0.9		1.10	1.10		1.2
Подъем к головке	2/3 внутри и 1/3 снаружи башни		Внутри башни	Внутри башни	По открытой лестнице	Внутри башни
Редуктор						
Передаточное отношение			1:26	1:26		
Масса, кг			2200	2200		
Генератор						
Мощность, кВт	55/11	80/16	120	140	150/30	180/40
Напряжение, В	415	380	3x500	3x500	415	
Частота, Гц	50	50	60	60	50	50
Масса, кг				610	610	
Система торможения (останова)			Дисковый тормоз на быстроходном валу, поворотный наконечник лопасти	Дисковый тормоз на быстроходном валу, поворотный наконечник лопасти	Установка лопастей на отрицательный угол, дисковый тормоз на тихоходном валу	
Характерные скорости, м/с:						
трогания			3	3		
включения	3-4	3.5	4	4	3-4	3.5
расчетная	11	13	12	13	13	14
отключения	28	25	25	25	28	
выживания (буревая)	67	50	67	67	52	
Масса узлов, кг:						
общая (всей системы)			13000	14500		
ветроколесо (лопасти и ступица)			3300	3300		
башня			6500	8000		
головка (без ветроколеса)		4100	3100	3100		
Стоимость ВЭУ, тыс. дол.	72.1	83.6	125.0		144.3	
Удельная стоимость, дол./кВт	1310	1050	1040		965	

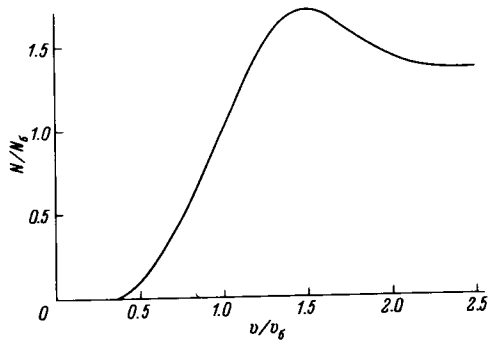


Рис. 1.14. Обобщенная зависимость мощности ветродвигателя от скорости ветра υ.

частота вращения увеличивает эффективность работы ВЭУ при малой скорости ветра.

Генератор имеет открытую систему вентиляции, которая обеспечивает эффективное охлаждение, а также нагревательные элементы для предотвращения отсыревания обмотки при остановленном роторе. Предусмотрена также система защиты обеих обмоток от перегрузки и повреждений. Между валом генератора и валом редуктора установлена эластичная муфта сцепления.

Применена совершенная система контроля и автоматики. С помощью тиристоров осуществляются мягкое подключение к сети и отключение. Надежная микропроцессорная система управления обеспечивает высокую эффективность и большой срок службы установки. Архитекторы и дизайнеры сумели придать всей установке в целом очень простой и приятный внешний вид, хорошо гармонирующий с любым пейзажем.

На рис. 1.14 представлена обобщенная зависимость относительной мощности, развиваемой ветродвигателем, от относительной скорости ветра. Эта зависимость получена по соответствующим графикам для 10 установок. При обработке данных за базовую скорость ветра принималось 10 м/с. Именно примерно для такой скорости на индивидуальных кривых установок наблюдался перегиб. Мощность, соответствующая этой скорости, принималась за 1.

Основные технико-экономические показатели рассматриваемого класса ВЭУ характеризуются данными, приведенными в табл. 1.4. Удельные капиталовложения составляют 1300÷970 дол./кВт и 0.57–0.44 дол./(кВт·ч) годовой выработки электроэнергии. Число часов использования в год установленной мощности – 2100÷2400. Годовая выработка дана для благоприятных ветровых условий, характерных для открытых территорий с отдельными небольшими постройками. Общая стоимость включает стоимость ветроэлектрического

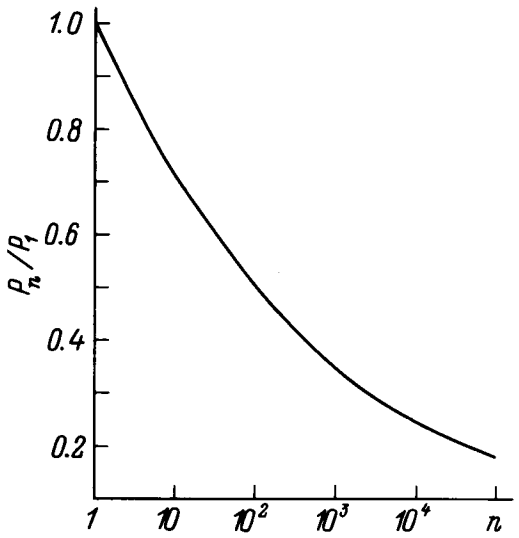


Рис. 1.15. Зависимость удешевления продукции от объема выпуска. n – порядковый номер выпуска единицы продукции.

агрегата (с башней), фундамента и низковольтного электрооборудования.

Стоимость ВЭУ, как и всякого оборудования, существенно зависит от объема производства. При массовом производстве стоимость даже весьма сложного оборудования оказывается достаточно низкой. Характерным примером является стоимость двигателей внутреннего сгорания, выпускаемых в объеме сотен тысяч и миллионов экземпляров, составляющая всего десятки рублей на установленный киловатт. В США укрупненная оценка удешевления ВЭУ как совершенной коммерческой хорошо реализуемой продукции производилась по 90%-й кривой удешевления [1.10]. Кривая показывает, что для каждого удвоенного объема продукции средняя стоимость установки для общего их количества будет составлять 90% исходной стоимости (рис. 1.15). Так, если стоимость первой установки равна 100 руб., то средняя стоимость каждой из первых двух составит 90 руб., а каждой из первых четырех – 81 руб. и т.д. Решение задачи по определению средней стоимости ВЭУ для возрастающего объема производства с шагом, равным 100 установкам, при стоимости первой установки, например, 1000 руб./кВт дает следующие результаты.

Таблица 1.4

Некоторые технико-экономические показатели ВЭУ средней мощности

Мощность, ВЭУ, кВт	Диаметр ветроколеса, м	Общая стоимость ВЭУ, тыс.дол.	Годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	Число часов использования установленной мощности, ч/год	Удельные капиталовложения	
					дол./(кВт·ч)/год	дол./кВт
55	15	72.14	125	2280	0.57	1300
75	17	83.57	170	2280	0.49	1110
95	19.4	103.57	230	2420	0.45	1090
150	22	144.28	325	2160	0.44	965

Объем производства установок, шт.	Средняя стоимость одной установки, руб./кВт
1÷100	497
101÷200	398
201÷300	368
•	•
•	•
•	•
3401÷3500	247
3501÷3600	246
3601÷3700	245

Таким образом, стоимость установки при объеме производства порядка 4000 шт. составит примерно четверть стоимости головной установки.

1.4. Многоагрегатные ветроэлектрические станции

В Дании в 70-е гг. была проведена значительная работа по конструированию и подготовке выпуска ВЭУ, в результате чего с 1980 г. был начат их массовый выпуск. ВЭУ устанавливались в самой Дании и поступали на экспорт (табл. 1.5 и 1.6) [1.24, 1.25]. Общая мощность ВЭУ, установленных в Дании, в 1986 г. составила около 80 МВт, количество установок – около 1600. Средняя мощность одной установки 50 кВт. ВЭУ используются для обслуживания индивидуальных потребителей (рис. 1.16) и группами, подключаемыми к энергетической системе (рис. 1.17 и 1.18). Такие группы образуют комплексы ВЭУ или многоагрегатные ветроэлектрические станции (ВЭС). Схема сбора и распределения энергии ВЭС и подключения к энергосистеме показана на рис. 1.19.

На территории Дании создано 12 комплексов ВЭУ (табл. 1.7 и рис. 1.20), подключенных к общей энергетической системе. Общее количество ВЭУ в них 167, суммарная мощность 16.1 МВт.

Таблица 1.5

Ввод в эксплуатацию ВЭУ в Дании (1980-1986 гг.)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Количество, шт.	110	238	155	148	262	375	271
Установленная мощность, МВт	2.95	7.0	6.67	6.67	13.5	24.8	21.0
Средняя мощность, кВт	26.7	29.4	43	45	51.5	66.2	77.5

Таблица 1.6

Экспорт ВЭУ из Дании (1982-1986 гг.)

	1982	1983	1984	1985	1986
Количество, шт.	35	350	1600	3000	1800
Суммарная мощность, МВт	0.723	22.4	128	231	181
Средняя мощность, кВт	20.6	64	80	77	100

Комплексы ВЭУ устанавливаются в районах с благоприятными ветровыми условиями в пересеченной или гористой местности и в прибрежных районах. Большое количество ВЭУ было продано в США и установлено в Калифорнии. Массовое производство и освоение строительства и эксплуатации ВЭУ сопровождались повышением надежности их работы (рис. 1.21). Достигнутый к 1984 г. показатель надежности, составляющий 1-3 отказа от каждых 100 установленных агрегатов, следует считать достаточно благоприятным.

В работе [1.24] приводится следующая оценка себестоимости энергии, выработанной установкой мощностью 150 кВт. При общих капиталовложениях 145 000 дол., годовой выработке 325 000 кВт·ч, сроке службы 20 лет, эксплуатационных затратах в год 1.5% от капиталовложений (2150 дол./год) и проценте на капитал 7% себестоимость составляет 0.05 дол./(кВт·). Эта величина близка к себестоимости угольных электростанций Дании, если учесть прогноз цен на уголь в течение предстоящих 20 лет и необходимость затрат на устройство очистки газов от серы. По сравнению с электростанциями, работающими на жидком топливе, ВЭУ конкурентоспособны уже в настоящее время. Для сравнения так же отмечено, что себестоимость электроэнергии на угольных электростанциях в Дании составляла в 1985 г. 4.5 цента/(кВт·ч). В производстве ВЭУ и их узлов в этой стране занято 800 человек и на предприятиях-поставщиках – около 2000-2500 человек.

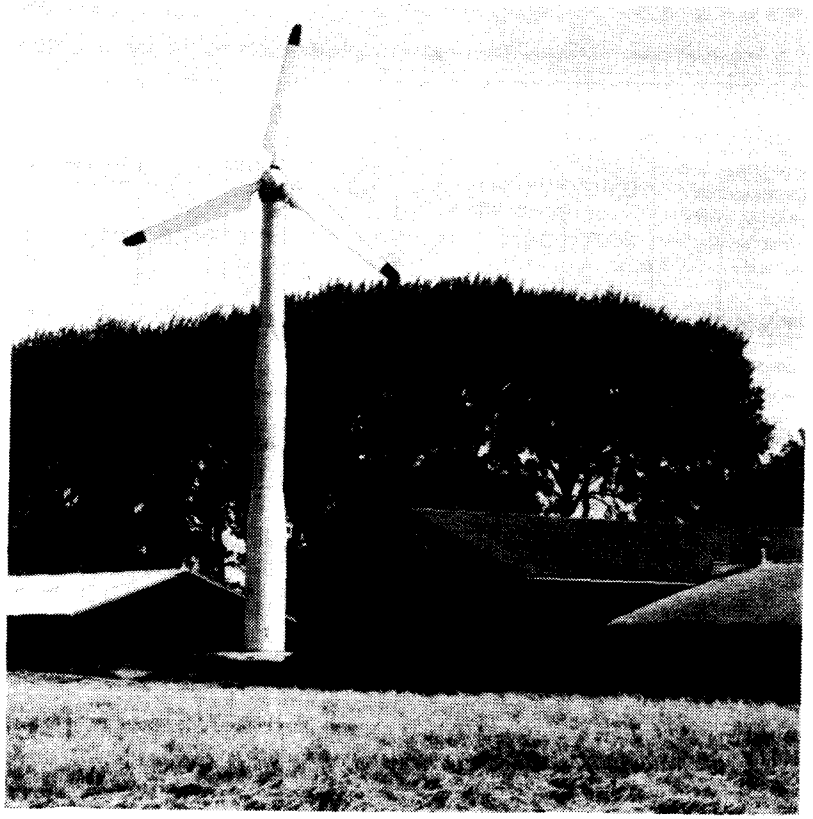


Рис. 1.16. ВЭУ в комплексе небольших зданий.

В Дании разработан проект сооружения группы 30 ВЭУ „Вестас" (55/11 кВт) с трехлопастным ветроколесом диаметром 15.4 м, установленным на башне высотой 22.8 м [1.26, 1.27]. Ожидаемая годовая выработка энергии каждой из ВЭУ составит 110 тыс. кВт·ч. По расчетным данным, стоимость энергии, вырабатываемой группой ВЭУ при оптимальном расположении ВЭУ в группе, оценивается в 0.47 дат. крон/(кВт·ч).

Обсуждаются возможные пути перспективного развития в Дании комплекса ВЭУ суммарной мощностью 100 МВт для работы в энергосистемах [1.28]. Рассмотрены проекты ВЭУ второго поколения с установленной мощностью 2 МВт и группы из пяти ВЭУ по 750 кВт. С учетом стоимости сооружения ВЭУ различной мощности и других технико-экономических данных считается оптимальным формирование групп из 25-75 ВЭУ мощностью по 200 кВт. Намечается дальнейшее целесообразное распределение ВЭУ по зонам страны.



Рис. 1.17. Группа ВЭУ на дамбе.

Успех экспорта и широкого применения датских ВЭУ объясняется их высоким качеством и относительно низкой стоимостью.

В штате Калифорния (США) работает также группа из 20 ВЭУ мощностью по 250 кВт, изготовленных в Великобритании [1.29, 1.30]. ВЭУ имеет трехлопастное ветроколесо диаметром 25 м, установленное на трехсекционной башне высотой 25 м. Суммарная стоимость группы ВЭУ с учетом затрат на транспортировку и подсоединение к энергосистеме 8 млн дол., что составляет 1600 дол. на установленный киловатт-час.

В конце 1985 г. в Калифорнии на площади 47 км^2 работало около 4000 ВЭУ пятнадцати типоразмеров мощностью 40÷400 кВт (преимущественно 75÷100 кВт), построенных 11 фирмами [1.31].



Рис. 1.18. Группа ВЭУ в Калифорнии.

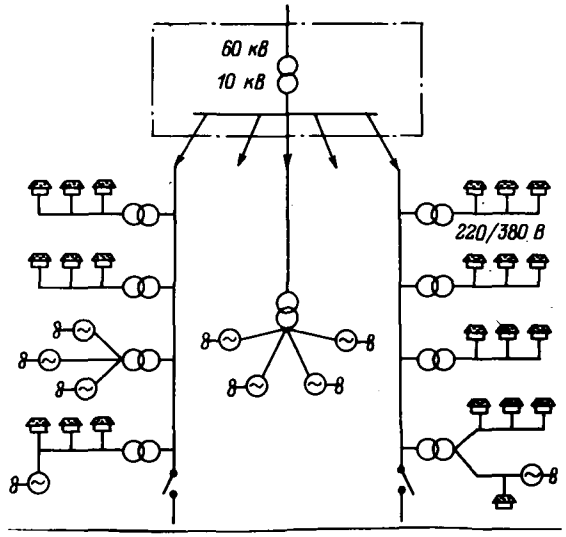


Рис. 1.19. Схема сбора и распределения энергии ВЭС.

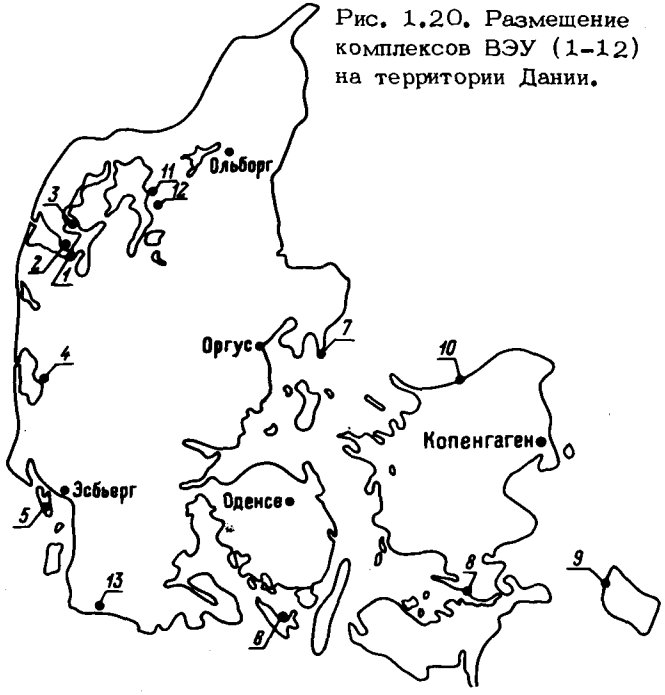


Рис. 1.20. Размещение комплексов ВЭУ (1-12) на территории Дании.

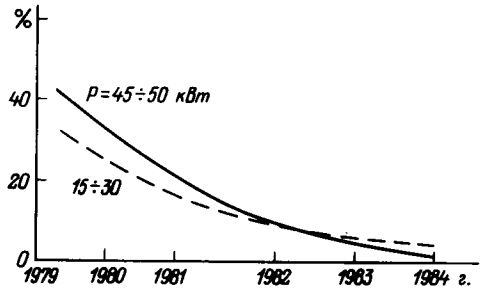


Рис. 1.21. Процент отказов ВЭУ по годам.

Таблица 1.7

Действующие в Дании комплексы ВЭУ

Номер на карте	Количество установок в комплексе, шт.	Мощность одной ВЭУ, кВт	Общая установленная мощность, кВт	Дата ввода в эксплуатацию	Выработка электроэнергии на конец 1986 г., ГВт·ч
1	25	95	2375	Ноябрь 1985	5033
2	20	55	1100	Июль 1985	3006
3	10	75	750	" "	2659
4	30	75	2250	Сентябрь 1986	-
5	13	55	715	Декабрь 1983	2524
6	11	55	605	Февраль 1985	2836
7	16	55	880	Март 1985	4278
8	5	750	3750	Декабрь 1986	-
9	10	100	1000	Сентябрь 1986	-
10	3	300	900	Декабрь 1986	-
11	14	75	1050	" "	2504
12	10	75	750	" "	1849
Всего	167	97	16125		

1.5. ВЭУ большой мощности

В 70-х гг. по федеральной ветроэнергетической программе США фирмами „Дженерал электрик компани" и „Каман аэроспейс корпорейшн" были проведены проектные исследования с целью оценки возможности экономически эффективного использования энергии ветра для выработки электрической энергии [1.10]. После предварительных оптимизационных проработок были выбраны два основных варианта ВЭУ: мощностью 500 кВт для среднегодовой скорости ветра около 5.4 м/с и мощностью 1500 кВт для 8 м/с. Основные технико-экономические характеристики этих ВЭУ приведены в табл. 1.8. Было рассмотрено большое количество вариантов конструктивных решений и систем, и проведена их оптимизация.

Таблица 1.8

Технико-экономические характеристики ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт

	„Дженерал электрик"		„Каман"	
	500	1500	500	1500
Диаметр ветроколеса, м	55.8	57.9	45.7	54.9
Скорость ветра, м/с:				
минимальная рабочая	3.54	5.11	4.5	5.4
расчетная	7.3	10.1	9.3	11.5
максимальная рабочая	17.9	22.3	14.0	20.0
максимальная проектная	54	54	54	54
Частота вращения ветроколеса, об/мин	29	40	32	34
Окружная скорость конца лопасти, м/с	84.7	121	76.6	97.7
Расчетная быстроходность	11.6	12.0	8.3	8.5
Высота башни, м	42.7	42.7	33.5	38.0
Масса, кг:				
ветроколеса	12147	15875	8020	17430
редуктора	10886	20875	9890	20860
генератора	2041	5080	2820	6950
общая головки	36000	59000		
всей установки с бетонной башней	240000	354000		
то же со стальной фермовой башней	75000	112000		
Прямые капиталовложения, тыс. дол.	466.7	643.6	450.7	720.8
Удельные капиталовложения, дол./кВт	935	430	901	481
Ежегодные издержки, тыс.дол./год:	76.1	103.8	90.88	153.47
15% прямых капиталовложений	70.0	96.5	67.6	108.12
эксплуатация и техническое обслуживание	6.1	7.3	23.28	45.35
Годовая выработка энергии, млн кВт	1.88	6.62	1.28	5.68
Число часов использования установленной мощности, ч/год	3760	4410	2540	3800
Стоимость энергии, цент/(кВт·ч)	4.04	1.57	7.1	2.7

Во всех установках принято двухлопастное ветроколесо, размещенное за башней вследствие присущей этой схеме большей устойчивости в ветровом потоке. Учитывалось также то обстоятельство, что при такой схеме возможно меньшее 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, вызванные экранирующим эффектом башни. Размещение ве-

троколеса за башней рассматривается как предпочтительное для конструкций ферменного типа. Однако для трубчатых башен с их большим экранирующим эффектом, который не может быть уменьшен до значения, обеспечивающего получение необходимых сроков службы лопасти по условиям усталостной прочности, размещение ветроколеса за башней представляется нецелесообразным.

Для обеспечения требуемого зазора между лопастью, находящейся в нижнем положении, и башней главный вал установлен под углом 6° к горизонту.

Генератор со вспомогательным оборудованием и механизмом управления расположен в закрытой головке, установленной на выполненной из конструкционной стали поворотной платформе, которая связана с башней посредством комбинированного роликового подшипника. Головка ориентируется относительно направления ветра с помощью электромеханической системы.

Размещение оборудования системы передачи вращающего момента и генераторного оборудования на верху башни считается оптимальным. Попытки разместить генераторное оборудование на уровне земли с целью уменьшения затрат на башню, монтаж и обслуживание ВЭУ натолкнулись на отсутствие в промышленном производстве подходящих механических или гидравлических передач требуемых типа и мощности. Кроме того, при этом усложнялась задача уравновешивания опрокидывающего момента, действующего на башню от ветроколеса.

В качестве генератора выбиралась синхронная или асинхронная машина, работающая с напряжением 2.4 или 4.1 кВ. Для передачи электрической энергии через поворотное соединение на вершине башни использованы контактные кольца. Электрическая защита выполнена так, что при коротком замыкании внутри ВЭУ осуществляются ее останов и стопорение ветроколеса. При внешних коротких замыканиях отключается главный выключатель и ВЭУ подготавливается к синхронизации с сетью после того, как короткое замыкание 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.

Наиболее ответственным и напряженным элементом ВЭУ является ветроколесо, стоимость которого составляет 30÷40% стоимости всей установки. Масса ветроколеса установок мощностью 500 и 1500 кВт соответственно равна 8÷12 и 16÷17 т, а всей установки со стальной башней – 75 и 112 и, с бетонной башней – 240 и 350 т.

Все неподвижные элементы ВЭУ были спроектированы, исходя из минимального срока службы 50 лет. Для движущихся частей, которые могут подвергаться периодическому ремонту и замене, минимальный срок службы принят равным 30 годам.

Стоимость ВЭУ определялась в расчете на 100 установок, изготавливаемых в течение 3.5 года. Удельные капиталовложения в

ВЭУ мощностью 500 и 1500 кВт оцениваются соответственно в 900–935 и 430–480 дол./кВт, в том числе в ветроколесо – 307 и 123, в бетонную башню – 37 и 78 дол./кВт.

Стоимость электроэнергии составляет 4÷7 и 1.6÷2.7 цент/(кВт·ч). Для сравнения отмечается, что стоимость вырабатываемой в США электроэнергии на различных электростанциях находится в пределах от 0.1 до 5 цент/(кВт·ч). На основании этих данных был сделан вывод о том, что ВЭУ могут быть конкурентоспособными по сравнению с некоторыми существующими традиционными энергоустановками.

В ФРГ разработана и с 1983 г. эксплуатируется ВЭУ мощностью 3 МВт („Гровиан")[1] [1.11, 1.29].

Технические характеристики ВЭУ „Гровиан"

Установленная мощность, МВт	– 3
Диаметр ветроколеса, м	– 100
Число лопастей	– 2
Частота вращения, мин$^{-1}$	– 18
Скорость ветра, м/с:	
минимальная рабочая	– 4.5
расчетная	– 11.2
максимальная рабочая	– 24
Генератор	– Асинхронный
Номинальная частота вращения генератора, мин$^{-1}$	– 1500
Передаточное число редуктора	– 1/83
Высота башни, м	– 100
Материал лопастей ветроколеса	– Сталь
Масса (без учета башни), т	– 200

В США в 1981 г. началось сооружение ВЭУ фирмы „Боинг" МОД-2 с диаметром рабочего колеса 91 м (рис. 1.22) [1.29]. При скорости ветра 9.5 м/с эта установка развивает мощность 2000 кВт, а при 10.2 м/с – 2500 кВт. К концу 1981 г. в опытной эксплуатации находились 3 такие ВЭУ, образующие комплекс мощностью 7500 кВт [1.10].

ВЭУ мощностью 2 МВт с ветроколесом диаметром 100 м планируется для установки в море в 5 км от Линкольншира [1.32]. В месте установки глубина около 11 м. Средняя скорость ветра на высоте 10 м над уровнем моря оценивается в 7 м/с. Высота железобетонной башни 82.5 м, диаметр в подводной части 9.1 м, в надводной – 6.9 м, толщина стенки 0.35 м. Основание фундамента диаметром 17.6 м установлено на 16 сваях, выполненных из стальных труб длиной 20 м диаметром 0.9 м. Общая масса сооружений ВЭУ – 3160 т. Трудности монтажа ВЭУ в открытом море обусловливают увеличение стоимости строительства в 4–8 раз и затраты времени в 2–4 раза. Расчетное время работы ВЭУ с номи-

[1] Große Windanlage – GROWIAN – большая ветроустановка.

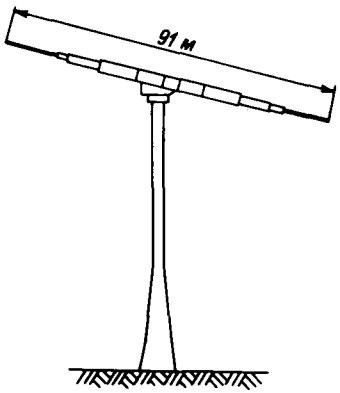


Рис. 1.22. ВЭУ Mod-2 фирмы „Боинг".

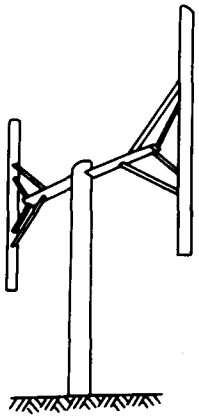


Рис. 1.23. ВЭУ большой мощности с прямыми лопастями.

нальной мощностью составляет 13.2% времени в году. На потери, связанные с контролем исправности ВЭУ и устранением возможных повреждений, уходит до 10% годового времени. Расчетная стоимость вырабатываемой электроэнергии составляет 5.9 пенс/(кВт·ч). При сооружении 30 ВЭУ стоимость строительства одной ВЭУ может снизиться на 15%.

В Великобритании предложен проект сооружения группы ВЭУ роторного типа (рис. 1.23) мощностью 5 МВт каждая с диаметром рабочего колеса 100 м для установки на прибрежном шельфе [1.29].

Разрабатываются и проходят испытание также другие ВЭУ мегаваттного класса, однако достаточного опыта их выпуска и работы пока не имеется.

1.6. ВЭУ института „Гидропроект"

Как отмечалось выше, одним из перспективных направлений признано устройство ВЭУ с вертикальной осью, использующих тянущую силу крыла, обдуваемого ветром. Для возникновения тянущей силы необходимо, чтобы угол атаки относительной скорости потока воздуха у крыла был меньше критического. Это достигается тем, что скорость лопасти принимается значительно больше скорости ветра. Известно несколько вариантов выполнения ВЭУ такого типа. Их существенным достоинством является независимость от направления ветра и, следовательно, отсутствие необходимости в механизмах установки на ветер. Общим недостатком ветроагрегатов такого типа считается необходимость разгона их до некоторой частоты, лишь начиная с которой агрегат вырабатывает электроэнергию. Кроме того, такие агрегаты ориентируются преимущественно на работу при высоких скоростях ветра – 12÷15 м/с и более.

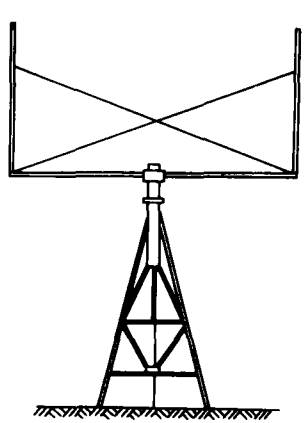


Рис. 1.24. Двухлопастная одноярусная ветротурбина.

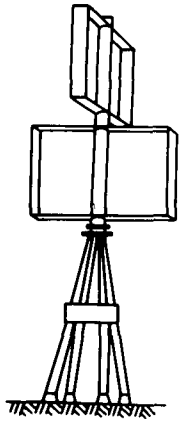


Рис. 1.25. Двухлопастная двухъярусная ветротурбина.

В институте „Гидропроект" с 1981 г. развернуты исследования и проектные проработки, направленные на создание ветроагрегатов мощностью 20 МВт и более [1.20] с вертикальными лопастями. Проводились модельные исследования в гидравлических лотках на моделях диаметром 200÷400 мм и в аэродинамической трубе на роторах диаметром до 2 м [1.21]. В 1983–1985 гг. были разработаны эскизные проекты ветроустановок различных типов (рис. 1.24 и 1.25). Проектирование ВЭУ большой мощности уже на стадии эскизной разработки выявило технические проблемы, касающиеся в первую очередь прочности и надежности лопастных систем и опорно-хордовых конструкций [1.21]. Это потребовало проведения дальнейших научных исследований и усовершенствования конструктивных схем ВЭУ. Поэтому с 1984 г. разрабатываются экспериментальные образцы моделей-прототипов меньшей мощности – 8, 15, 70 и 100 кВт. Проводятся изготовление и испытания таких агрегатов.

В 1986 г. разработан технический проект экспериментального образца двухлопастной двухъярусной ВЭУ (серия ВДД) с вертикальным валом мощностью 1000 кВт. Ротор ветротурбины диаметром 20 м с ометаемой поверхностью 500 м^2 способен развивать 1200 кВт при скорости ветра 20 м/с. Механические потери при такой нагрузке составляют примерно 200 кВт.

Конструкция ВДД-1000 базируется на традиционных решениях, принятых в гидротурбостроении. Вращающиеся части ротора опираются на цилиндрическую опорную конструкцию из предварительно напряженного железобетона, размещенную внутри вала ротора. Высота опоры выбрана таким образом, что центр тяжести вращающихся масс расположен ниже точки опоры, что обеспечивает динамическую устойчивость. В качестве подпятника и верхнего подшипника использованы серийные подшипники качения, а в качестве нижнего подшипника – сегментная опора скольжения с масляной смазкой. Железобетонная опора жестко соединена с фундаментом, на котором размеще-

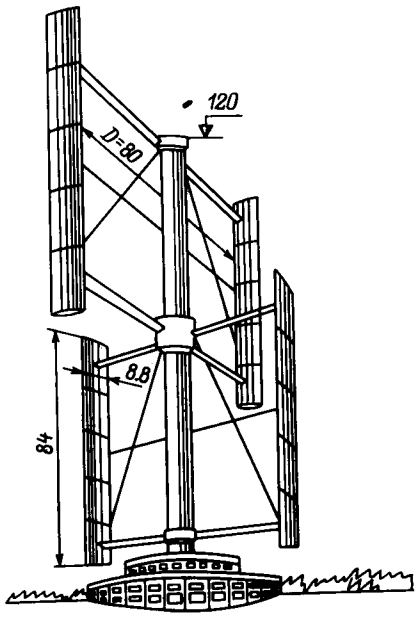


Рис. 1.26. Общий вид ВЭС большой мощности (4÷20 МВт) с двухлопастным двухъярусным ротором.

Размеры даны в метрах.

ны строительные конструкции машинного зала. В нем находятся два одинаковых синхронных генератора мощностью по 500 кВт, двухступенчатый редуктор-мультипликатор с передаточным числом 12.5, нижний подшипник, преобразователи частоты и щиты управления. Нормальная остановка агрегата осуществляется электрическим торможением через преобразователь с рекуперацией энергии в сеть, аварийное торможение – механическими колодочными тормозами на быстроходных валах зубчатого привода. Общая масса оборудования без строительных конструкций свыше 250 т, в том числе вал ротора 50 т, стальные лопасти и траверсы 40 т, нижний направляющий подшипник 42 т, зубчатый привод 52 т.

Намечается также проектирование опытных установок очень большой мощности (рис. 1.26). Данные по результатам испытаний, опыту эксплуатации и технико-экономическим показателям установок „Гидропроекта" в литературе отсутствуют.

1.7. Некоторые направления исследований

Для широкого использования ВЭУ и развития ветроэнергетики решающее значение имеют надежность, долговечность, удобство в эксплуатации и низкая стоимость ВЭУ. Эти качества достигаются выбором рациональных конструкций, тщательной разработкой конструкций узлов и агрегатов в целом, а также технологий их изготовления на базе использования новейших достижений науки и техники. На стоимость очень большое влияние оказывает массовость производства. При массовом выпуске стоимость ВЭУ может быть в 2–3 раза ниже, чем при выпуске тех же установок малыми сериями. В то же время спрос на ВЭУ будет увеличиваться по мере их совершенствования. В этом отношении опыт некоторых фирм, особенно датских, оказывается весьма положительным.

Научно-исследовательские работы в области использования энергии ветра проводятся отдельными фирмами, университетами и институтами во многих странах мира. Об их масштабах можно судить по большому количеству проведенных в последние годы международных и региональных конференций, симпозиумов и семинаров, на которых рассматривался широкий круг исследований по проблеме использования энергии ветра для небольших потребителей и в системах централизованного электроснабжения. Об этом свидетельствует также большое количество специализированных журналов, освещающих проблемы ветроэнергетики.

В ряде стран проводятся комплексные исследования в области аэродинамики, прочности и устойчивости, связанные с разработкой крыльчатых ВЭУ средней мощности. Проводится оптимизация схем и параметров таких установок. Детально изучаются возможность повышения их надежности и улучшения технико-экономических показателей.

Как отмечалось, наиболее напряженным и ответственным узлом ВЭУ является ветроколесо. Ведутся серьезные разработки наиболее совершенных аэродинамических форм лопастей. Большое внимание уделяется выбору материалов и разработке лопастей из легких композиционных материалов с повышенной прочностью и долговечностью. В числе разрабатываемых вариантов рассматриваются конструкции стеклопластиковых лопастей с коробчатым лонжероном и многослойной панельной обшивкой, лопастей из эпоксидных смол с волокнистым заполнителем из полиуретана и др. Рассматриваются задачи оптимизации аэродинамических характеристик ветроколеса с применением ЭВМ. Совершенствуются механизмы управления лопастями и их элементами. Проводятся работы по определению оптимального расположения ветроколеса (перед или за башней, угла оси колеса к горизонтальной плоскости). Увеличивается тенденция к размещению ветроколеса перед башней.

Серьезное внимание уделяется разработке методов расчета ветроколес и лопастей на статическую, динамическую и усталостную прочность, а также на вибрационную прочность с учетом динамического взаимовлияния ветроколеса и башни. Проводятся также всесторонние исследования по выбору расчетных нагрузок для ветроколес с учетом эффекта аэроупругости и опасных случаев нагружения, возможных при несимметричном или нестационарном действии сил при порывах ветра, внезапном изменении его направления, а также при аэродинамическом торможении ветроколеса.

Ведутся исследования и отработка конструкций головки, башни и их соединения. Проводится работа по совершенствованию редукторов, уменьшению их массы, размеров и повышению долговечности и надежности. Улучшается электрическая часть автономных ВЭУ, а также ВЭС, работающих параллельно с другими электрогенерирующими установками и с сетью. Разрабатываются и совершенствуются схемы с синхронными, асинхронизированными и асинхронными генераторами, генераторами с изменяющимся числом полюсов, коллекторными генераторами переменного тока, вырабатывающими напряжение постоянной частоты независимо от частоты вращения, и другие схемы.

Большое значение имеют разработка методики оценки роли ВЭС в совместной работе с другими типами электростанций и энергосистемами и проведение таких исследований. Большие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы проводятся по созданию ВЭУ мегаваттного класса.

В связи с благоприятными перспективами широкого применения ВЭУ средней и большой мощности возникает вопрос об их влиянии на окружающую среду. В последние годы большое внимание уделяется проблеме влияния энергетических установок на окружающую среду. Тепловые электростанции загрязняют атмосферу и окружающую местность выбросами золы, шлаков, окислов азота и серы, превращающихся при взаимодействии с влагой атмосферы в азотную и серную кислоты. Строительство гидроэлектростанций связано с необходимостью затопления больших площадей земель и нанесением ущерба рыбному хозяйству, особенно для равнинных рек. Атомные электростанции, будучи „экологически чистыми", создают потенциальную угрозу радиоактивного загрязнения больших территорий в случае возможных, хотя и маловероятных аварий. Воздушные ЛЭП нарушают ландшафт, и их прокладка связана с необходимостью отчуждения больших площадей земель.

Ветроэнергетические установки и станции в целом обладают благоприятными характеристиками в части влияния на окружающую среду. Они не связаны с потреблением топлива, не дают никаких выбросов и требуют для своего размещения небольших площадей. Вместе с тем создание ВЭС связано с изменением ландшафта, а их работа создает шум и помехи радиосвязи, в том числе телевидению. Для возможно меньшего неблагоприятного воздействия на ландшафт конструкторы и дизайнеры ВЭУ стремятся создать простые и вызывающие положительные эмоции конструкции.

Шум от работы ветроколеса возникает вследствие обтекания вращающихся лопастей воздушным потоком. Основная частота шума связана с частотой вращения ветроколеса. У ВЭУ небольшой мощности частота вращения ветроколеса составляет 150÷200 об/мин и более, у ВЭУ при диаметре ветроколеса 25÷60 м – 30÷40 об/мин, а при 90÷100 м – 17-18 об/мин. Как правило, работа ВЭУ сопровождается умеренным низкочастотным шумом. Уровень шума выше при расположении ветроколеса за башней. В США имеется факт прекращения работы ВЭУ мощностью 2000 кВт по требованию местных жителей из-за сильных низкочастотных колебаний в домах. В то же время работа ВЭУ средней мощности, как правило, не вызывает ограничений в их расположении по отношению к жилым зданиям. Тем более не возникает никаких экологических ограничений при размещении ветроэнергетических установок и станций в безлюдной местности, на побережье морей, ближнем шельфе морей, дамбах и т.п.

1.8. Выводы

1. Известно большое количество типов ветродвигателей. Наибольшее распространение получили ВЭУ малой и средней мощности с горизонтальной осью вращения ветроколеса.

2. ВЭУ малой мощности находят довольно широкое применение. Потенциальная потребность в них весьма велика, однако высокая стоимость препятствует дальнейшему расширению их использования.

3. В лучших ВЭУ средней мощности применяется двух- или трехлопастное ветроколесо, установленное на свободностоящей трубчатой или ферменной конструкции. На этих ВЭУ применяются специальные конструкции синхронных или асинхронных генераторов, приводимых во вращение от ветроколеса через специальный повышающий редуктор, а также совершенная система ориентации ветроколеса на ветер и система управления и автоматизации. Опыт работы большого числа таких агрегатов показал их высокую надежность. Число отказов в год составляет для них 1÷3%.

4. Достигнутые технико-экономические показатели ВЭУ характеризуются следующими данными: срок службы – 20÷30 лет, удельная стоимость – 1300÷950 дол./кВт, себестоимость электроэнергии – около 5 цент/(кВт·ч).

5. Благоприятные технико-экономические характеристики ВЭУ средней мощности, достигнутые в 80-е гг., позволили начать их массовый выпуск и применение как для изолированных потребителей, так и для работы в многоагрегатных ВЭС, функционирующих в составе энергосистем.

6. В мире ведутся разработки ВЭУ большой мощности (мегаваттного класса) различных типов.

2. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

2.1. Общая характеристика современной ветроэнергетики

Обзор состояния зарубежной ветроэнергетики и тенденций ее развития [1.15, 2.1, 2.2] охватывал период до 1981–1982 гг. С тех пор прошло несколько лет, в течение которых в мировой ветроэнергетике произошли количественные и качественные изменения, появилась новая информация для оценки возможной роли ветроэнергетики в крупномасштабном электроснабжении, определилось направление развития ветроэнергетики на ближайшие 5–10 лет.

В настоящей главе дан общий обзор развития ветроэнергетики в мире в целом и в отдельных странах. При составлении обзора использована практически вся литература, прошедшая через раздел „Ветроэнергетика" реферативного журнала ВИНИТИ в 1984–1987 гг. Основное внимание уделено масштабам развития ветроэнергетики, имеющимся планам строительства ВЭУ и многоагрегатных ВЭС.

На рубеже 70-х и 80-х гг. крупномасштабное развитие ветроэнергетики связывалось главным образом с созданием многоагрегатных ВЭС с ВЭУ мегаваттного класса (мощностью 1–3 МВт и даже до 7 МВт), имеющих максимально предельные размеры (диаметр ветроколеса около 100 м), определяемые возможностями современной техники. В это время в разных странах мира в опытной эксплуатации и в стадии строительства находилось порядка 10 ВЭУ мощностью 1000 кВт и более. В стадии разработок было еще несколько ВЭУ подобной мощности. Мощность 4 МВт имела ВЭУ США с ветроколесом диаметром 78 м. Наибольший диаметр ветроколеса 100.4 м имела ВЭУ ФРГ мощностью 3 МВт. Все ВЭУ мегаваттного класса крыльчатые, в основном двухлопастные, только две из них имели трехлопастные ветроколеса. Созданные к этому времени ВЭУ мощностью 100÷1000 кВт (в основном 100÷300 кВт) рассматривались как модельные прототипы ВЭУ мегаваттного класса. Большинство из них также были крыльчатого типа с двух- и трехлопастными ветроколесами диаметром до 52 м (в основном 24÷40 м), две ВЭУ имели однолопастные ветроколеса. Среди ВЭУ этого мощностного класса было 5 ВЭУ типа Дарье мощностью от 100 до 500 кВт с ротором диаметром 17÷25 м и высотой 25÷38 м.

Суммарная установленная мощность ВЭУ по 100 кВт и выше, созданных в мире к концу 1982 г., оценивалась в 35–40 МВт при их количестве порядка 40 шт. Распределение этой мощности по странам было таково (в киловаттах): США – 20140, Швеция – 5000, ФРГ – 3885, Дания – 3460, Великобритания – 550, Нидерланды – 300, Канада – 230.

Суммарную установленную мощность ВЭУ с единичной мощностью 10 кВт и выше, действующих в мире на уровне 1985–1986 гг., можно оценить приблизительно в 1500–1700 МВт, причем почти вся указанная мощность приходится на штат Калифорния. Суммарная установленная мощность ВЭУ в остальных странах (в основном в Западной Европе) составляет порядка 100 МВт, из них примерно 65% приходится на Данию. Общее количество ВЭУ в мире составляет около 20 тыс.шт., из них 17 тыс. – в США, 1400 – в Дании, 600 – в Нидерландах.

Имеются оценки, по которым на уровне 1987 г. в мире находились в эксплуатации ВЭУ с суммарной установленной мощностью около 2000 МВт. Согласно последним публикациям, выпуск ВЭУ европейских стран в 1986 г. оценивается в 3000 шт. мощностью по 50–100 кВт и более 100 шт. мощностью по 200–400 кВт с суммарной мощностью 250 МВт. Общий экспорт оборудования ветроэнергетики из стран Европы в 1986 г. превзошел 1 млрд дол., из которых 500 млн приходится на Данию. Большую заинтересованность в промышленном использовании энергии ветра проявляют Нидерланды, ФРГ и Великобритания [2.2].

В работе [1.15] были высказаны сомнения в том, что опытная эксплуатация ВЭУ мегаваттного класса позволит к середине 80-х гг. сделать вывод о возможности запуска их в серийное производство. При этом допускалось, что на первом этапе крупномасштабное развитие ветроэнергетики будет осуществляться путем строительства многоагрегатных ВЭС с установками мощностью менее 100 кВт. Можно констатировать, что указанный прогноз полностью оправдался. Более того, действительные масштабы развития мировой ветроэнергетики за счёт строительства ВЭУ мощностью менее 100 кВт к настоящему времени значительно (более чем в 10 раз) превзошли те, которые можно было ожидать в начале 80-х гг.

Темпы прироста мощности ВЭУ в США будут в ближайшие годы, вероятнее всего, уменьшаться, а в европейских странах – увеличиваться. Такой прогноз основан на том, что энергетические компании штатов Калифорния и Гавайи, проявившие большой интерес к ветроэнергетике с самого начала ее становления, уже эксплуатируют многочисленные ВЭС, работающие в составе энергосистем. Энергетические компании других штатов США не имели ранее и не намечают планов развития ветроэнергетики, соизмеримых по масштабам с ее развитием в штате Калифорния. В европейских странах заметное развитие ветроэнергетика получила пока только в Дании, однако многие страны Европы намечают в ближайшие годы строительство многоагрегатных ВЭС.

До середины 80-х гг. (примерно до 1986 г.) основной ввод мощности ВЭС осуществлялся за счет ВЭУ единичной мощностью менее 100 кВт (55 и 75 кВт). Примерно с 1985 г. наметился переход к вводу ВЭУ мощностью по 100–300 кВт, в ограниченном количестве начали вводиться также и промышленные ВЭУ мощностью 600 и 750 кВт.

На основе результатов опытной эксплуатации ВЭУ мегаваттного класса в ряде стран разрабатываются ВЭУ мощностью порядка 1000 кВт, которые предполагается пустить в серийное производст-

во к концу текущего десятилетия. Создание надежных в эксплуатации ВЭУ единичной мощностью 3000÷5000 кВт с технически предельными размерами ветроколес (порядка 100 м) требует еще выполнения дополнительных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, и перспективы их крупномасштабного развития в мире в настоящее время неясны.

Работы над созданием экспериментальных ВЭУ мощностью в несколько тысяч киловатт к середине 80-х гг. значительно сократились почти во всех странах. В настоящее время ожидается пуск лишь трех экспериментальных ВЭУ подобной мощности: в США крыльчатой ВЭУ мощностью 3200 кВт, в Великобритании крыльчатой ВЭУ мощностью 3000 кВт и в Канаде ВЭУ Дарье мощностью 4000 кВт. Их пуск по плану уже должен был состояться, однако соответствующих публикаций еще не было.

Первая ВЭУ с предельными размерами (марки МОД-5В), которую в случае успешных испытаний на Гавайских островах предполагалось пустить в серийное производство, имеет мощность 3200 кВт. Ветроколесо диаметром 97.5 м установлено на башне высотой 61 м. Расчетная скорость ветра 12.5 м/с, диапазон рабочих скоростей ветра 5.4÷27 м/с.

Ускоренному внедрению ВЭУ с предельными размерами может способствовать начало строительства многоагрегатных ВЭС в прибрежных водах. Это направление ветроэнергетики активно исследуется в ряде стран (США, Великобритания и др.) и к концу 90-х гг. может получить крупномасштабное развитие.

Большинство действующих ВЭУ входит в состав многоагрегатных ВЭС, включающих от нескольких десятков до нескольких сотен ВЭУ. Основной парк ВЭУ составляют крыльчатые установки с двух- и трехлопастными ветроколесами диаметром до 30 м.

Наибольшая мощность действующих ВЭУ Дарье составляет 500 кВт, однако парк таких ВЭУ исчисляется пока единицами штук. ВЭУ этого типа не получили пока заметного распространения, но необходимо отметить, что уже планируется создание многоагрегатных ВЭС с ВЭУ Дарье. Смогут ли ВЭУ Дарье составить заметный вес в общем парке установок, пока неясно.

В ряде стран выполняются разработки ВЭУ нетрадиционных схем и конструкций: башенных с прямым и вихревым движением потока, привязных аэростатных и планерных, транспортных в виде движущихся по замкнутому пути тележек с парусами, гидродинамических с прямым преобразованием энергии ветра в электрическую энергию и др. Однако перспективность ведущихся разработок по ВЭУ указанных типов пока неясна, отсутствуют и заслуживающие внимания проекты создания подобных ВЭУ.

В целом можно констатировать, что ветроэнергетика сегодня существует в мире уже как заметная отрасль электроэнергетики, вносящая в отдельных районах мира ощутимую долю в производство электроэнергии.

2.2. Ветроэнергетика США и Канады

В США ветроэнергетика получила наибольшее развитие. На уровне 1985-1986 гг. здесь суммарная мощность ВЭУ может быть оценена в 1600 МВт. Значительная часть этой мощности получена в результате импорта ВЭУ в основном из Дании, Великобритании и ФРГ. Дания экспортировала в США ВЭУ мощностью 55 и 75 кВт, ФРГ - 40 кВт, Великобритания - 200 и 330 кВт. Средняя мощность ВЭУ за период с 1981 по 1985 гг. увеличилась с 52 до 95 кВт. Средняя мощность ВЭУ, построенных в 1985 г., составляет 111 кВт. Имеется тенденция к увеличению единичной мощности ВЭУ до 750 кВт. Возможно, что в ближайшие годы будет организовано производство ВЭУ мегаваттного класса. Первый экспериментальный образец такой ВЭУ мощностью 3.2 МВт пущен в эксплуатацию в 1986 г. в штате Гавайи.

Почти вся мощность ВЭУ США сосредоточена в штате Калифорния. Здесь имеются многоагрегатные ВЭС, включающие по нескольку сотен ВЭУ. Предполагается дальнейшее развитие ветроэнергетики в Калифорнии, в частности на юге штата.

К числу других штатов США, где ветроэнергетика заметно развивается, относится штат Гавайи. Здесь построена ВЭС, состоящая из 300 ВЭУ с суммарной мощностью 5000 кВт; ВЭС мощностью 3400 кВт из 198 ВЭУ единичной мощностью 17 кВт и 7 ВЭУ по 25 кВт; ВЭС суммарной мощностью 5000 кВт из 2 ВЭУ по 200 кВт и 108 ВЭУ по 40 кВт; ВЭС из 15 ВЭУ единичной мощностью 600 кВт. В штате работают также и ВЭС меньшей мощности.

Начинается развитие ветроэнергетики и в других штатах США. Планируется создание многоагрегатных ВЭС в штатах Нью-Йорк, Нью-Мексико, Орегон, Юта, Вайоминг, Миннесота. Большой интерес представляет проект создания в штате Нью-Йорк многоагрегатной ВЭС с суммарной мощностью 21 000 кВт из роторных ВЭУ единичной мощностью 300 кВт. В случае реализации указанного проекта эта ВЭС, видимо, будет представлять собой наибольшее достижение в области развития роторных ВЭУ.

В США продолжают эксплуатироваться экспериментальные ВЭУ мегаваттного класса с предельными размерами ветроколеса: 5 ВЭУ марки МОД-2 мощностью 2500 кВт (3 из них работают в составе одной ВЭС) и 1 ВЭУ марки WTS-4 мощностью 4000 кВт. ВЭУ мощностью 3000 кВт с трехлопастным ветроколесом диаметром 50 м с гидравлической системой передачи мощности с ветроколеса на генератор проработала 1000 ч и не достигла расчетной мощности. Ее гидравлическая система не обеспечила эффективной работы ВЭУ, поэтому установку предполагалось демонтировать.

В целом ветроэнергетика США продолжает развиваться, расширяется география размещения ВЭУ. Однако темпы развития ветроэнергетики в США начинают уже заметно снижаться: если в 1985 г. суммарный прирост мощности ВЭУ составил 507 МВт, то в 1986 г. - 176.0 МВт. Тем не менее несомненно, что США еще долго, во вся-

ком случае до 2000 г., будут оставаться лидирующей страной по развитию ветроэнергетики. В настоящее время трудно даже представить, чтобы какая-либо другая страна к 2000 г. могла достичь уровня развития ветроэнергетики, соответствующего современному уровню развития ветроэнергетики США.

Ветроэнергетические разработки Канады с середины 70-х гг. связаны в основном с ВЭУ Дарье. Уже в 1977 г. на острове Магдален была пущена установка мощностью 230 кВт, являющаяся самой мощной ВЭУ этого типа в мире до 1980 г. Установка имела двухлопастное рабочее колесо диаметром 24.4 м и высотой 36.6 м.

В настоящее время испытывается ветроустановка с ротором Дарье мощностью 500 кВт с такими же параметрами рабочего колеса. Пять фирм Канады выпускают ВЭУ этого типа мощностью 0.15÷50 кВт как для автономной работы, так и в составе энергосистем. В Канаде повышенный интерес к ветроэнергетике появился после нефтяного кризиса 70-х гг. [2.4-2.6]. Одним из первых этапов развития явилось сооружение и испытание в провинции Онтарио на острове Торонто в 1977-1978 гг. ветродизельной установки (ВДУ) малой мощности. Следующим этапом было создание в 1981-1982 гг. ВДУ мощностью 100 кВт. Совместная работа ветровых и дизельных установок позволяет экономить около 10% дизельного топлива при средней скорости ветра 5.4 м/с. Подсчитано, что экономия топлива может колебаться в пределах от 9 до 25% в зависимости от ветрового режима. Энергокомпанией „Онтарио гидро" после обследования четырех отдаленных пунктов было принято решение о сооружении ВДУ мощностью 50 кВт. Удельные капиталовложения такой комбинированной установки составят 260÷÷280 дол./кВт. Намечена обширная программа развития ВЭУ малой мощности (5÷20 кВт) в удаленных районах. В 1986 г. Канада заключила контракт на сумму 3.8 млн дол. на поставку в штат Калифорния 25 ВЭУ суммарной мощностью 150 кВт. Прошли предварительные испытания 3 ВЭУ такого типа. Как отмечалось выше, пять фирм осуществляют выпуск ВЭУ мощностью 0.15÷15 и 50÷÷500 кВт для автономной работы и работы в энергосистемах.

В 1982 г. в Канаде были начаты работы по созданию ВЭУ Дарье мощностью 4000 кВт с двухлопастным рабочим колесом диаметром 64 м и высотой 96 м.

2.3. Ветроэнергетика западноевропейских стран

Д а н и я является второй страной после США по развитию ветроэнергетики. Некоторые данные по ветроэлектрическим установкам и станциям Дании были рассмотрены выше. В 1984 г. мощность всех ВЭУ Дании составляла 45÷50 тыс. кВт, а в 1985 г. там общий парк ВЭУ насчитывал примерно 1400 установок с суммарной установленной мощностью 60÷65 тыс. кВт, что составляет около

65% от общей мощности ВЭУ в странах Европы. Все установки крыльчатые с горизонтальной осью вращения ветроколеса.

Распределение ВЭУ по градациям мощности характеризуется следующими данными.

Единичная мощность, кВт	До 10	10÷50	55÷75	80÷100	200	630	750	2000
Количество, шт.	400	650	350	20	1	2	5	1

Кроме того, эксплуатируется одна ВЭУ Дарье мощностью 160 кВт. В настоящее время ярко выражена тенденция перехода к строительству ВЭУ единичной мощностью 100÷150 и 200÷÷300 кВт. Установки мощностью 100÷300 кВт считаются сейчас оптимальными. Проводятся разработки ВЭУ мегаваттного класса. В 1988 г. предполагается пуск в эксплуатацию крыльчатой ВЭУ мощностью 2000 кВт с ветроколесом диаметром 55÷60 м.

Из 1000 действующих ВЭУ мощностью от 10 до 75 кВт 800 работают в составе электроэнергетических систем, а остальные 200 функционируют автономно. Уже эксплуатируется целый ряд многоагрегатных ВЭС, включающих ВЭУ с единичной мощностью от 55 до 750 кВт. Среди них ВЭС из 35 ВЭУ мощностью по 75 кВт, 20 ВЭУ мощностью по 55 кВт, 13 ВЭУ мощностью по 100 кВт, 16 ВЭУ мощностью по 55 кВт и одной ВЭУ мощностью 100 кВт. Прорабатываются проекты размещения многоагрегатных ВЭС в прибрежных водах страны.

Две энергетические компании Дании [2.7, 2.8] планируют расширение использования энергии ветра для получения электроэнергии: сооружается группа ВЭУ суммарной мощностью 2 МВт и комплекс из пяти установок мощностью по 750 кВт. Ожидаемая годовая выработка комплекса 7.5 ГВт·ч. Стоимость комплекса 60 млн датских крон. На следующей стадии это энергетическое объединение намечает строительство установки мощностью 1000 кВт. К 1990 г. суммарная мощность ВЭУ в объединении должна достигнуть 100 МВт.

Производство ВЭУ является одной из наиболее быстро развивающихся отраслей промышленности Дании. По разным данным, ВЭУ производятся 25-30 фирмами и агрегаты к ним - еще 6-8 фирмами. Значительная часть производимых в Дании ВЭУ (около 92%) идет на экспорт. Так, из 2500 ВЭУ мощностью по 55 и 75 кВт, выпущенных одной из фирм с 1979 г., в Дании было установлено только 350 шт.

Дания поставляет ВЭУ в 12 стран и по экспорту ВЭУ занимает первое место в мире. Ее поставки составляют 35% от мирового экспорта ВЭУ. Основным потребителем датских установок являются США. С 1982 по 1985 гг. из Дании в США было экспортировано более 5000 ВЭУ (в 1983 г. - 350, в 1984 г. - 1600, в 1985 г. - 3000 ВЭУ). В последнее время датские фирмы получили заказ от энергетических компаний США на производство ВЭУ мощностью

по 65 кВт для штата Миннесота и мощностью по 200 кВт для штата Калифорния. Среди остальных потребителей датских установок следует отметить Индию, Францию, Швецию. Ведутся переговоры о продаже ВЭУ в КНР.

Нидерланды являются второй страной Европы по развитию ветроэнергетики. Наибольшая из действующих в этой стране ВЭУ имеет мощность 300 кВт. Исследуются перспективы крупномасштабного развития ветроэнергетики до 2000 г. Прорабатываются ВЭУ мощностью 1000 кВт с ветроколесом диаметром 50 м и ВЭУ мощностью до 3000 кВт с ветроколесом диаметром 60÷80 м для работы в составе ВЭС в прибрежных водах.

Уделяется внимание созданию ВЭУ с вертикальной осью вращения, в частности принято решение о разработке и строительстве роторной ВЭУ мощностью 100 кВт, которая рассматривается в качестве прототипа ВЭУ для серийного производства.

Наиболее значимым, намеченным к реализации является проект ВЭС суммарной мощностью 5400 кВт из 18 ВЭУ мощностью по 300 кВт с ветроколесом диаметром 30 м.

В Нидерландах 4 энергокомпании заказали постройку 18 ВЭУ общей мощностью 1 МВт на сумму 70 млн гульденов. При этом правительственные органы страны финансируют 40% стоимости заказа. К 2000 г. эти энергокомпании планируют использование 2 тыс. ВЭУ с суммарной мощностью 1 тыс. МВт. На развитие ВЭУ правительством ассигновано 130 млн гульденов.

К 1987 г. общая мощность ВЭУ в Нидерландах составляла 8 МВт при общей установленной мощности всех электростанций страны 14 000 МВт [2.9]. Правительство ставит задачу довести их мощность в 2000 г. до 1000 МВт, в то время как органы охраны окружающей среды считают необходимым достигнуть значения 1750÷2000 МВт. Предполагается, что подобно Дании и Калифорнии этой цели можно достигнуть с помощью частных компаний. Министерство экономики Нидерландов назначило субсидии в размере 750 гульд. и премии в 250 гульд. на каждый установленный киловатт ВЭУ, действующие до 1991 г.

ФРГ по исследованиям в области ветроэнергетики отличается от других европейских стран прежде всего глубокими и обширными проработками по аэродинамике, конструированию ВЭУ, получению новых композиционных материалов и другими, выполненными при создании крыльчатой двухлопастной ВЭУ „Гровиан" мощностью 3000 кВт, которая имеет до настоящего времени наибольшее в мире ветроколесо диаметром 100,4 м и наиболее высокую опорную башню высотой 96,8 м. Эта ВЭУ была построена в 1982 г. Она проработала в 1983 г. всего 180 ч. В дальнейшем после наработки 500 ч из-за появившихся серьезных дефектов ее опытная эксплуатация была прекращена. Вначале намечался демонтаж ВЭУ в конце 1986 г., но затем было решено провести на ней комплексные исследования при ее кратковременной работе. В целом проект ВЭУ „Гровиан" неоднократно подвергался в ФРГ критике как в части цели создания ВЭУ мегаваттного класса с ветроколесом предельного диаметра, так и выбора ее параметров. Опыт создания этой ВЭУ наглядно показал, что еще преждевременно ставить вопрос о серийном производстве ВЭУ с технически предельными размерами.

К другим оригинальным разработкам ФРГ в области ветроэнергетики относится создание ВЭУ с однолопастным ветроколесом. Один тип такой ВЭУ имеет ветроколесо с горизонтальной осью вращения, установленное на вершине опорной башни, другой - ветроколесо с осью, наклоненной к горизонту под углом 55°, втулка которого расположена на уровне основания установки. Лопасть такой ВЭУ при вращении описывает конус, в нижнем положении продольная ось лопасти располагается горизонтально. Второй тип ВЭУ разрабатывался специально для монтажа на баржах, устанавливаемых в прибрежных водах. Оба типа однолопастных ВЭУ были реализованы в образцах мощностью в несколько сотен киловатт.

В ФРГ создан испытательный ветроэнергетический полигон на острове Пельворм, намечено также создать испытательный полигон на площадке размещения ВЭУ „Гровиан".

Коммерческое строительство ВЭУ в ФРГ к 1986 г. получило некоторое развитие. Оценки суммарной мощности эксплуатируемых ВЭУ и их общего количества отсутствуют. На основании отрывочных опубликованных сведений об отдельных установках суммарная мощность эксплуатируемых ВЭУ ФРГ составляет не менее 5000 кВт (без учета ВЭУ „Гровиан" мощностью 3000 кВт). Среди эксплуатируемых находятся ВЭУ мощностью от единиц до нескольких сот киловатт, например мощностью 3, 10, 12, 20, 26, 33, 40, 48, 60, 100, 270, 370 кВт.

Для оценки эффективности ВЭУ при работе в энергосистеме в ФРГ намечено провести исследование работы группы из 25 ВЭУ с суммарной мощностью 1 МВт, размещенной на площади 120 тыс.м^2 [2.10]. Стоимость ее сооружения 5 млн марок ФРГ, ожидаемая годовая выработка энергии 2,1 млн кВт·ч. Стоимость энергии, вырабатываемой группой ВЭУ, оценивается в 22 пфен./(кВт·ч), что превышает стоимость энергии, вырабатываемой АЭС и ТЭС, соответственно в 1.6 и 1.15 раза. Обсуждаются возможные пути повышения эффективности ВЭУ, обеспечивающие их конкурентоспособность при использовании в энергосистемах.

В ФРГ заканчивается сооружение группы 20 ВЭУ мощностью по 25 кВт типа „Аэроман" [2.11]. Планируется дальнейшее увеличение числа ВЭУ в группе до 30 и получения годовой выработки энергии 2 млн кВт·ч. Ставится задача снижения стоимости энергии, вырабатываемой группой ВЭУ, до 10 цент/(кВт·ч) и создания условий для экспорта ВЭУ такого типа.

На севере страны планируется постройка третьей группы ВЭУ мощностью по 200-400 кВт с суммарной мощностью более 1 МВт и опытной ВЭУ мегаваттного класса [2.12]. До конца 1987 г. предполагалось построить 136 ВЭУ малой мощности с суммарной мощностью 4 МВт, а также несколько ВЭУ мощностью по 1 МВт. После их сооружения суммарная установленная мощность ВЭУ в стране будет оцениваться в 10 МВт.

Из новых разработок следует отметить крыльчатую ВЭУ мощностью 1200 кВт с ветроколесом диаметром 60 м, установленным на башне высотой 46 м. Эта ВЭУ сооружается на острове Гельголанд с плановым сроком пуска в 1989 г. В случаях успешных испытаний она может быть пущена в серийное производство. При разработке ВЭУ широко использовались результаты, полученные при создании ВЭУ „Гровиан".

В ряде статей отмечается, что в условиях ФРГ крупномасштабное развитие ветроэнергетики имеет ограниченные возможности. Однако в стадии обсуждения находится ряд планов строительства многоагрегатных ВЭС в разных частях страны. ВЭС в основном состоят из 10–30 ВЭУ единичной мощностью до 100 кВт. Был разработан также проект ВЭС из 300–350 ВЭУ единичной мощностью 55, 75 и 200 кВт.

Серийно выпускаются ВЭУ мощностью до 100 кВт в основном на экспорт, который осуществляется в Калифорнию и на Аляску, в Грецию, Нидерланды, Австралию и другие страны. Среди серийно выпускаемых ВЭУ интересно отметить однолопастную ВЭУ мощностью 20÷25 кВт с лопастью длиной 6 м, серийный выпуск которой намечался с 1986 г. Планируется серийный выпуск ВЭУ подобного типа мощностью 150÷200 кВт совместно с итальянской фирмой и мощностью 800÷1000 и 3000 кВт совместно со шведской фирмой.

В целом производство ВЭУ в ФРГ в значительной мере ориентируется на экспорт.

В Ш в е ц и и с середины 80-х гг. начались серьезные разработки и проектирование ВЭУ мегаваттного класса, которые завершились пуском в опытную эксплуатацию двух крыльчатых ВЭУ: мощностью 2000 кВт с ветроколесом диаметром 75 м и мощностью 3000 кВт с ветроколесом диаметром 78 м. Были сообщения, что эти ВЭУ функционировали соответственно 8000 и 4100 ч и выработали 12 и 5 ГВт·ч. На основе опыта создания и эксплуатации этих ВЭУ в настоящее время разрабатывается ВЭУ мощностью 1000÷1500 кВт. К 1988 г. намечалось составить отчет о результатах опытной эксплуатации двух указанных установок и целесообразности развития в стране ВЭУ мегаваттного класса. Исследуются вопросы крупномасштабного развития ветроэнергетики в стране при размещении ВЭУ на суше и на водной поверхности в прибрежных водах. Уделяется также внимание ВЭУ малой мощности. В частности, по контракту Швеция должна поставлять такие установки в КНР.

В Н о р в е г и и научно-исследовательские программы ориентированы на развитие сравнительно небольших дизельных систем, в которые включены ВЭУ, а также на разработку систем, которые позволили бы использовать энергию ветра в более крупном масштабе. В 1986 г. на побережье действовало несколько изолированных энергосистем, питаемых дизель-генераторами и ВЭУ.

В В е л и к о б р и т а н и и в 80-х гг. начались разработки ВЭУ мощностью более 100 кВт. Первые установки такого класса были пущены в эксплуатацию только в 1982 г. В настоящее время

в стране работает ряд ВЭУ единичной мощностью 200÷300 кВт с ветроколесом диаметром 20÷30 м. Строительство ВЭУ мощностью 3000 кВт с ветроколесом диаметром 60 м намечалось на 1986–1987 гг.

В стране налажен выпуск ВЭУ мощностью 250 и 330 кВт, которые в основном экспортировались в США в штат Калифорния. По опубликованным данным, уже экспортировано 20 ВЭУ мощностью 250 кВт с ветроколесом диаметром 25 м и 86 ВЭУ мощностью 330 кВт с ветроколесом диаметром 31 м. Заключены контракты на поставку ВЭУ мощностью 250 кВт в Барбадос и ВЭУ мощностью 60 кВт в Канаду. Отмечается зависимость перспектив производства ВЭУ от возможностей экспорта. Экспорт ВЭУ в ближайшие годы связывается прежде всего с дальнейшим развитием ветроэнергетики в Калифорнии.

Готовится к серийному производству ВЭУ мощностью 750 кВт, выпуск которых также ориентируется на экспорт. Первый образец такой ВЭУ намечалось ввести в эксплуатацию еще в 1986 г. На 1988 г. планировался пуск в эксплуатацию ВЭУ мощностью 1000 кВт с ветроколесом диаметром 55÷60 м, установленным на башне высотой 45 м. Производится также пуск ВЭУ малой мощности, в частности имеются сведения о выпуске 2500 ВЭУ с ветроколесом диаметром около 1 м.

В Великобритании для конкурентоспособности ВЭС с АЭС считается необходимым снизить стоимость энергии, вырабатываемой ВЭУ, до 2 пенс/(кВт.ч) и стоимость сооружения ВЭУ до 800 ф.ст./кВт при сроке службы 30 лет. Отмечена необходимость усовершенствования конструкции ветроколес с лопастями из композиционных материалов, башен, систем регулирования и передачи мощности. Считается экономически целесообразным развитие экспорта ВЭУ [2.13].

С 1979 по 1986 г. в Великобритании затрачено 20 млн ф.ст. на разработку ВЭУ и сейчас ассигнуется для этого 6 млн ф.ст. в год. Цель работы – создание установок, которые могут работать в объединенных энергетических системах. Среди крупных проектов отмечается установка с горизонтальной осью вращения ветроколеса диаметром 60 м на Оркнейских островах и ВЭУ мощностью 1 МВт с ветроколесом диаметром 55 м на юго-западном побережье Великобритании [2.14]. На их создание ассигновано более 11 млн ф.ст. Намечается исследование на ВЭУ проблемных задач создания установок мегаваттного класса, в частности усталостной прочности лопастей. Разрабатываются проекты ВЭУ с вертикальной осью вращения.

Большое внимание уделяется исследованиям, связанным с созданием многоагрегатных ВЭС на водной поверхности в прибрежных зонах. При этом производятся проработки ВЭУ мегаваттного класса, крыльчатых и роторных с вертикальной осью вращения. Пущена в опытную эксплуатацию ВЭУ с вертикальной осью вращения мощностью 160 кВт с диаметром рабочего колеса 25 м. Она имеет 2 разрезные лопасти, складывающиеся в процессе ее регулирования. Эта ВЭУ создана в качестве прототипа установки мегаваттного класса. Име-

ются планы создания других роторных ВЭУ, в частности мощностью 100 кВт на острове Сили.

Возможные масштабы развития ветроэнергетики в самой Великобритании неясны. Однако при развитии производства мощных ВЭУ и ограниченном их экспорте можно прогнозировать значительные масштабы строительства ВЭС в стране в 90-х гг.

По прогнозам Национального ветроэнергетического центра Великобритании [2.15], предполагается обеспечить с помощью ВЭУ до 25% энергопотребления страны при стоимости вырабатываемой энергии, сопоставимой с таковой для традиционных энергоисточников. Планируется также развитие экспорта ВЭУ, потребность в котором оценивается в 500 тыс. ВЭУ. Фактически экспорт ВЭУ в США составил в 1985-1986 гг. 50 млн дол.

Во Франции научно-исследовательские и проектные работы по использованию энергии ветра начались в 70-х гг. примерно одновременно с таковыми в Дании, ФРГ, Нидерландах, Швеции, Великобритании. Однако к середине 80-х гг. Франция значительно отстала от указанных стран по созданию ВЭУ большой мощности. На уровне 1985 г. в стране эксплуатировалось только две ВЭУ мощностью 70 и 100 кВт с ветроколесом относительно малого диаметра - 17 м.

В настоящее время во Франции осуществляется ветроэнергетическая программа, в рамках которой исследуется ветроэнергетический потенциал страны, разрабатываются ВЭУ малой мощности (менее 20 кВт) и средней - от 50 до 1000 кВт. Проводятся испытания демонстрационных проектов..

Италия относительно поздно стала проявлять интерес к развитию ветроэнергетики. Однако там уже эксплуатируется ВЭС мощностью 500 кВт, состоящая из 10 ВЭУ фирмы „Фиат" единичной мощностью 50 кВт. Построена ВЭУ мощностью 225 кВт с ветроколесом диаметром 32 м. В стране прошли испытания установок мощностью 3÷68 кВт. Опубликованы сведения о действующих ВЭУ мощностью 15 и 50 кВт. В Италии выполнен проект ВЭУ нетрадиционной конструкции с двумя ветроколесами. Разрабатывается проект установки мощностью 2000 кВт с двухлопастным ветроколесом диаметром 70 м, установленным на стальной башне высотой 56 м, диаметром 3.4 м [2.16]. ВЭУ снабжена генератором с двумя синхронными частотами вращения. Расчетная скорость ветра 10.7 м/с, диапазон рабочих скоростей 3.9÷15.7 м/с, расчетная годовая выработка энергии в пункте со среднегодовой скоростью ветра 6.5 м/с составляет 5.6 млн кВт.ч.

В Бельгии, судя по публикациям, отсутствуют действующие ВЭУ большой мощности. Однако планы этой страны по развитию ветроэнергетики заслуживают внимания. Здесь функционирует крупная фирма, специализирующаяся на производстве ВЭУ мощностью 200 кВт, большая часть которых поставляется в Калифорнию. В Бельгии в сентябре 1986 г. пущена в эксплуатацию ВЭС из 23 ВЭУ мощностью 200 кВт с ветроколесом диаметром 22.5 м. Намечено также создать ВЭС из 44 ВЭУ мощностью 200 кВт.

Разработана ВЭУ с двухлопастным ветроколесом диаметром 8.5 м, которая рассматривается в качестве прототипа перспективной ВЭУ с ветроколесом диаметром 50 м. Предполагается также выпуск ВЭУ мощностью 175 кВт для Греции и для самой Бельгии.

В Австрии производится выпуск ВЭУ малой мощности трех типоразмеров с трехлопастным ветроколесом диаметром 1, 1.8, 2.6 м. При скорости ветра 14 м/с они развивают мощность 72, 200 и 800 Вт соответственно. В 1984 г. в Австрии построена ВЭУ мощностью 48 кВт.

В Швейцарии в конце 1984 г. построена ВЭУ Дарье мощностью 160 кВт при расчетной скорости ветра 15 м/с. В стране действует также ВЭУ фирмы ФРГ мощностью 18 кВт с двухлопастным ветроколесом диаметром 11.7 м.

В Испании в начале 80-х гг. была разработана ВЭУ мощностью 100 кВт, однако сведения о ее строительстве и эксплуатации отсутствуют. В 1988 г. в стране намечено пустить в эксплуатацию ВЭУ мощностью 1000 кВт с ветроколесом диаметром 55÷60 м, планируется постройка многоагрегатных ВЭС с суммарной мощностью 3000-4000 кВт.

В Греции исследованы перспективы развития ветроэнергетики. В стране работает ВЭС из 5 импортных ВЭУ средней мощности, закупленных в ФРГ. Сделан заказ в Бельгии на ВЭУ мощностью 175 кВт.

В Ирландии эксплуатируется ВЭУ мощностью 30 кВт с ветроколесом диаметром 10.6 м, в местных условиях испытывается ряд ВЭУ малой мощности.

В ЧССР выпущена первая партия из 150 ВЭУ мощностью 200 Вт с диаметром ветроколеса 15 м. Намечалась организация производства ВЭУ мощностью 500 Вт.

В Румынии исследованы ветроэнергетические ресурсы страны, разрабатывается ВЭУ мощностью 100÷300 кВт, намечено создание многоагрегатных ВЭС и разработка ВЭУ мощностью 1000 кВт. Разработана роторная ВЭУ мощностью 20 кВт с вертикальной осью вращения.

2.4. Ветроэнергетика стран Южной Америки, Австралии и Азии

Бразилия имеет уже определенный парк действующих ВЭУ малой мощности. Одиннадцать фирм страны выпускают многолопастные ветронасосные установки и ВЭУ для зарядки электрических аккумуляторов. В стране действуют более 100 ветронасосных установок с ротором Савониуса. В четырех университетах Бразилии ведутся работы по созданию ВЭУ малой мощности, в том числе и ВЭУ Дарье. Проходит испытания ВЭУ мощностью 100 кВт, имеющая ветроколесо диаметром 25 м, разработанная совместно с ФРГ. Особенностью этой ВЭУ является разборность башни и лопастей, что сделано для удобства ее транспортировки.

В Австралии выпускаются ВЭУ мощностью 11 кВт с диаметром ветроколеса 8 м, мощностью 30 кВт с диаметром ветроколеса 11 м и мощностью 60 кВт с диаметром ветроколеса 16 м. Близ г. Сидней построена ВЭУ мощностью 150 кВт производства бельгийской фирмы. Опубликовано сообщение, что построена ВЭС из 6 ВЭУ мощностью по 60 кВт каждая для исследований работы ВЭС в энергосистеме. ВЭУ имеют ветроколесо диаметром 16 м, установленное на башне высотой 22 м.

В Японии принята ветроэнергетическая программа. В стране изучены ветроэнергетические ресурсы, выполнены разработки и построены образцы ВЭУ малой мощности, в том числе ВЭУ Дарье. Из ВЭУ средней мощности действуют две ВЭУ: мощностью 100 и 300 кВт. Разработана конструкция ВЭУ с вертолетными лопастями с диаметром ветроколеса 22 м. Опытный образец ВЭУ обеспечивает мощность 150 кВт при скорости ветра 13.5 м/с. Планируется массовое производство таких ВЭУ единичной мощностью около 250 кВт [2.17].

В КНР имеется значительный парк действующих ВЭУ: работает более 10 тыс. установок мощностью до 100 Вт и более 50 тыс. ветронасосных установок, эксплуатируется 7 ВЭУ мощностью 10÷100 кВт. В стране планируется осуществить электроснабжение до 7 тыс. сельских пунктов на севере страны с помощью малых ВЭУ. Подготавливается производство ВЭУ мощностью до 1 кВт, годовая потребность страны в которых оценивается в 30 тыс. шт. В области ветроэнергетики КНР поддерживает связи со Швецией.

В Индии эксплуатируются ВЭУ малой мощности, испытываются установки мощностью 100 кВт. На выставке демонстрировалась ВЭУ мощностью 90 кВт с трехлопастным ветроколесом диаметром 17 м. Намечено построить опытную ВЭС из 4–6 ВЭУ мощностью 1200 кВт, строительство которой должна осуществлять фирма Австралии.

В Израиле в составе энергосистемы работают две ВЭУ мощностью 55 и 200 кВт. В перспективе предполагается довести суммарную мощность ВЭУ до 20 тыс. кВт.

В Барбадосе работает ВЭУ Великобритании мощностью 200 кВт с трехлопастным ветроколесом диаметром 26 м, установленным на башне высотой 25 м. В стране намечалось сооружение еще одной ВЭУ из Великобритании мощностью 250 кВт.

2.5. Ветроэнергетика СССР

В СССР подробно изучаются ветроэнергетические ресурсы, производится выпуск ВЭУ малой мощности, выполнены проекты ВЭУ большой мощности. Однако ветроэнергетика СССР только подходит к этапу строительства ВЭУ большой мощности. Основное внимание уделяется созданию роторных ВЭУ большой мощности с вертикальной осью вращения. В конце 80-х-начале 90-х гг. должны быть пущены в опытную эксплуатацию две опытные ВЭУ с вертикальной осью вращения мощностью примерно по 1000 кВт. Дальнейшие перспективы крупномасштабного развития ветроэнергетики в стране связываются в основном со строительством роторных ВЭУ мощностью от 1000 кВт до нескольких десятков мегаватт. В настоящее время действуют 2 многоагрегатные ВЭС малой мощности (в Прибалтике и на Украине). Они дадут некоторый опыт по созданию и эксплуатации многоагрегатных станций, который можно рассматривать как первый шаг на пути к крупномасштабному развитию ветроэнергетики в стране.

Представляется уместным высказать соображения о наиболее целесообразных направлениях дальнейших работ в СССР в области крупномасштабного использования энергии ветра.

Применение ВЭС и ВЭУ наиболее эффективно в удаленных северных и дальневосточных районах страны, в том числе и охваченных электроснабжением от изолированных электроэнергетических систем. Энергоснабжение этих районов осуществляется за счет привозного дорогостоящего топлива, в основном дизельного. Это топливо сжигается на мелких энергоустановках с низким коэффициентом полезного использования. Кроме того, указанные районы, как правило, характеризуются исключительно благоприятными характеристиками режима ветра. Активное развитие здесь ветроэнергетики могло бы уже к 2000 г. дать экономию органического топлива, составляющую десятки процентов от топливопоставок в эти районы.

Однако принятая в стране ориентация на мощные и сверхмощные роторные ВЭУ с вертикальной осью вращения вряд ли сможет способствовать решению задачи развития ветроэнергетики в удаленных северных и дальневосточных районах в ближайшие 10–15 лет. Мировой десятилетний опыт по созданию ВЭУ с вертикальной осью вращения мощностью в несколько сот киловатт пока является явно неудовлетворительным. К 1986 г. в мире было построено всего примерно 7 ВЭУ Дарье мощностью 200÷500 кВт (в США и Канаде), причем 3 из них потерпели серьезные аварии с падением ротора. В Канаде в 1987 г. намечался пуск ВЭУ Дарье с рекордной мощностью 4000 кВт, минуя промежуточные мощностные градации. Но сейчас трудно представить, чтобы такой скачок в ветротехнике прошел без осложнений и позволил сделать вывод о готовности в настоящее время науки и техники к созданию подобных работоспособных, надежных и эффективных установок. Во всяком случае создание в Канаде ВЭУ Дарье мощностью 4000 кВт является гораздо большим и более рискованным шагом в будущее, чем пуск в ФРГ крыльчатой ВЭУ „Гровиан" мощностью 3000 кВт, окончившийся на первом этапе неудачей. Это заставляет относиться к канадскому эксперименту с осторожностью.

С другой стороны, мировой опыт показывает, что крыльчатые ВЭУ мощностью до 200–300 кВт, созданные в разных странах при различной научной и опытно-конструкторской базе, дали удовлетворительные результаты при испытаниях и, как правило, смогли пойти в серийное производство. К серийному производству крыльчатых ВЭУ

большой мощности сейчас только начали приступать отдельные страны, имеющие десятилетний опыт их разработок и значительный опыт создания ВЭУ меньшей мощности.

Таким образом, сказанное позволяет сделать вывод, что развитие ветроэнергетики СССР до 2000 г. с точки зрения готовности отечественной ветроэнергетической науки и техники реально может идти только за счет крыльчатых ВЭУ мощностью до 300 кВт. Это, конечно, не исключает работ по ветроустановкам других типов, в том числе роторным с вертикальной осью вращения, но крупномасштабное развитие они могут получить (если это вообще будет целесообразно) только после 2000 г.

Важное значение имеет вопрос о единичной мощности ВЭУ для районов Севера, в которых широкое применение находят дизельные электростанции. Мощности используемых дизельных установок в большинстве случаев составляют от нескольких сот киловатт до нескольких мегаватт. Поэтому мощность ВЭУ 200÷300 кВт будет подходящей для создания здесь многоагрегатных ВЭС из 10–30 ВЭУ. В многоагрегатной ВЭС будут также сглаживаться пульсации мощности отдельных ВЭУ.

2.6. Выводы

1. В последние годы ветроэнергетика превратилась в отрасль электроэнергетики, вносящую в отдельных районах некоторых стран ощутимую долю в производство электроэнергии. Суммарная установленная мощность ВЭУ на уровне 1985–1986 гг. оценивается в 1500–1700 МВт. В основном ВЭУ сосредоточены в США и странах Европы, причем суммарная мощность ВЭУ в Европе оценивается лишь в 100 МВт, из которых примерно 65 МВт приходится на Данию.

2. Парк действующих ВЭУ составляют главным образом установки мощностью менее 100 кВт. С 1985 г. наметился переход к строительству ВЭУ мощностью 100÷300 кВт; а в последние годы уже серийно производятся ВЭУ мощностью 600 и 700 кВт. В некоторых странах разработаны и сооружаются опытные образцы ВЭУ мегаваттного класса, которые предполагается в ближайшие годы пустить в серийное производство. Установки этого класса мощностью порядка 1 МВт, по-видимому, получат развитие в 90-х гг.

Практически все действующие ВЭУ – крыльчатые. Установки Дарье составляют незначительный процент от общего числа действующих ВЭУ. В экспериментальных образцах мощность ВЭУ этого типа достигла 500 кВт. Перспективы роста их единичной мощности и развития неясны.

В развитии мировой ветроэнергетики существенную роль играет экспорт ВЭУ и их отдельных систем, а также сотрудничество фирм разных стран.

3. В СССР проделана значительная работа по изучению режима ветра в ряде районов и сделан вывод о целесообразности развития ВЭУ как малой, так и большой мощности. Необходимо дальнейшее

углубление и расширение изучения ветроэнергетических ресурсов районов страны, перспективных для их народнохозяйственного использования.

В настоящее время производится выпуск ВЭУ малой мощности. Целесообразны организация массового производства ВЭУ малой и средней (до 200–300 кВт) мощности и сотрудничество с иностранными фирмами.

4. Крупномасштабное развитие ветроэнергетики ориентировано на роторные ВЭУ с вертикальной осью вращения мощностью в несколько тысяч киловатт. В ближайшие годы предполагается строительство двух опытных образцов прототипов таких ВЭУ мощностью около 1000 кВт. С учетом мирового опыта создания ВЭУ различных типов представляется, что ВЭУ Дарье мощностью порядка 1000 кВт (а тем более – большей мощности) смогут получить крупномасштабное развитие, если оно вообще окажется технически возможным и целесообразным, только после 2000 г. Поэтому крупномасштабное развитие ветроэнергетики в стране в ближайшие годы может быть ориентировано реально только на крыльчатые ВЭУ мощностью до 200–300 кВт. Активная организация работ по созданию таких ВЭУ сможет дать существенную экономию органического топлива еще до 2000 г. при их внедрении в первую очередь в удаленных северных, дальневосточных и других районах страны с электроснабжением от мелких дизельных энергоустановок.

Работы по роторным ВЭУ с вертикальной осью вращения большой мощности (мегаваттного класса) могут рассматриваться как задельные, создающие базу развития ветроэнергетики после 2000 г.

3. ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КАДАСТР РАЙОНОВ СЕВЕРА

3.1. Понятие ветроэнергетического кадастра

Ветер представляет собой циркуляционное перемещение воздушных масс, вызванное неравномерностью нагрева солнцем земной поверхности. Это сложный геофизический процесс, которому свойственно значительное непостоянство во времени и пространстве.

Для эффективного использования энергии ветра необходимо иметь исчерпывающую информацию о нем как о природном процессе и источнике энергии. Общеметеорологических характеристик, даваемых метеостанциями, для этого недостаточно. Нужны специальные характеристики, учитывающие природную структуру ветра, пределы достоверности и репрезентативности исходных данных, практические возможности использования энергии ветра и ряд других обстоятельств. Получение и систематизация таких характеристик является основной задачей разработки ветроэнергетического кадастра.

Ветроэнергетический кадастр представляет собой совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра, позволяющих выявить его энергетическую ценность и определить возможные режимы работы ВЭУ.

К числу основных кадастровых характеристик ветра относятся следующие:

- среднегодовая скорость,
- годовой и суточный ход,
- повторяемость скоростей,
- распределение ветровых периодов и периодов затиший по длительности,
- максимальная скорость ветра,
- удельная мощность и удельная энергия,
- ветроэнергетические ресурсы района.

В нашей стране накоплен значительный опыт разработки ветроэнергетического кадастра. В 50–60-х гг. в связи с организацией широкого внедрения ветроустановок в сельскохозяйственное производство кадастровые исследования были выполнены применительно к республикам Средней Азии и Казахстана [3.1, 3.2], Закавказья [3.3–3.5], Молдавии [3.6], Украины [3.7], Белоруссии [3.8], для отдельных краев и областей РСФСР [3.9, 3.10]. Северные районы страны тогда не рассматривались.

Известные и использованные в указанных исследованиях методы разработки ветроэнергетического кадастра [3.1, 3.11] нуждаются в дальнейшем совершенствовании и развитии. Это определяется тем, что за последние 20–25 лет произошли существенные количественные и качественные изменения исходной метеорологической информации, используемой в кадастровых расчетах. Вдвое увеличилась частота производства регулярных наблюдений за скоростью и направлением ветра на опорной сети метеорологических станций (с 4 до 8 раз в сутки). На отдельных станциях ведутся непрерывные наблюдения за скоростью ветра. Благодаря организации наблюдений на высотных метеорологических и телевизионных мачтах получены новые сведения о вертикальном профиле ветра в приземном слое высотой до 500 м [3.12–3.16]. Внедрение и широкое использование гидрометеослужбой классификации открытости площадок метеостанций В.Ю. Милевского [3.17–3.19] позволяет принимать во внимание характер рельефа местности, присутствие водных поверхностей, а также учитывать местную розу ветров.

В свете широкой государственной постановки вопроса об использовании энергии ветра дальнейшее совершенствование методики разработки ветроэнергетического кадастра и получение на этой основе ветроэнергетического кадастра северных районов страны являются весьма важными и актуальными. Проведение указанных исследований должно иметь значительный научный и практический интерес. Получение подробных сведений о ветре, выявление его энергетической ценности дает возможность оценить ветроэнергетические ресурсы районов Севера и способствовать определению возможных рациональных направлений и масштабов использования этого вида энергии.

Основным источником исходных данных для разработки ветроэнергетического кадастра являются наблюдения за скоростью ветра на опорной сети гидрометеослужбы. Эти наблюдения, проводимые несколько раз в сутки, охватывают периоды в десятки лет и представляют собой обширнейший фактический материал. Их достоинством является то, что они проводятся по единой методике, а места (площадки) производства наблюдений классифицированы по степени их открытости на местности.

Другим источником исходных данных служат непрерывные наблюдения за скоростью ветра, проводимые как на некоторых метеорологических станциях, так и отдельными заинтересованными организациями. По общей длительности непрерывные наблюдения, как правило, уступают рядам многолетних наблюдений гидрометеослужбы, однако в привязке к ним вносят существенный вклад в изучение структуры ветра. Они особенно важны при оценке длительности рабочих периодов ветроустановок и периодов их простоя, при исследовании порывистости ветра и его максимальных пульсаций, при расчете элементов аккумулирования ветровой энергии и для других целей.

Рассмотрим основные принципы методики разработки ветроэнергетического кадастра, отдельные положения которой учитывают изложенное выше и были опубликованы в работах [3.20–3.24].

3.2. Средние скорости ветра

3.2.1. Определение среднемесячной, среднегодовой и средней многолетней скорости ветра

Данные о средних скоростях ветра за длительные периоды времени служат исходной характеристикой общего уровня интенсивности ветра. Средняя скорость ветра определяется как средняя арифметическая величина, полученная из ряда замеров скорости, сделанных через равные интервалы времени в течение заданного периода.

Если в сутки делается L замеров скорости ветра, а в месяце K суток, то средняя за j-й месяц i-го года скорость ветра $\bar{v}_{M_{ij}}$ определится выражением

$$\bar{v}_{M_{ij}} = \frac{\sum_{k=1}^{K}\sum_{l=1}^{L} v_{ijkl}}{KL}, \qquad (3.1)$$

где v_{ijkl} - скорость ветра l-го замера k-х суток j-го месяца i-го года.

По этой формуле выполняется первичная обработка исходной информации о ветре, результаты которой приводятся в метеорологических ежемесячниках.

Аналогично для средней годовой скорости $\bar{v}_{Г_i}$ и средней многолетней $\bar{v}$ можно записать

$$\bar{v}_{Г_i} = \frac{\sum_{j=1}^{J} v_{M_{ij}}}{J}, \qquad (3.2)$$

$$\bar{v} = \frac{\sum_{i=1}^{I}\bar{v}_{Г_i}}{I} = \frac{\sum_{i=1}^{I}\sum_{j=1}^{J}\bar{v}_{M_{ij}}}{IJ} = \frac{\sum_{i=1}^{I}\sum_{j=1}^{J}\sum_{k=1}^{K}\sum_{l=1}^{L} v_{ijkl}}{IJKL}, \qquad (3.3)$$

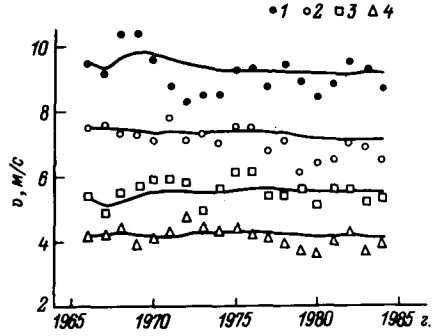
где J - число месяцев в году, I - число лет наблюдений.

При обработке и систематизации данных о средних скоростях ветра и выявлении изменений, происходящих как во внутригодовом, так и в многолетнем разрезе, неизбежно возникает вопрос о длительности ряда многолетних наблюдений, необходимой для получения достоверных результатов. В общем случае с увеличением объема исходных данных точность и достоверность получаемых результатов повышаются. Однако рост объема исходной информации целесообразен до определенного предела, после которого изменение конечного результата в сторону уточнения оказывается незначительным.

Единой точки зрения на этот вопрос пока не сложилось, и в разных работах [3.1, 3.2, 3.6, 3.9, 3.11, 3.20–3.24] в основу расчетов положены различные ряды наблюдений – длительностью 5÷÷10 лет и более. При решении данного вопроса следует исходить из двух обстоятельств: насколько изменяется величина средней многолетней скорости ветра с увеличением длительности ряда и на-

Рис. 3.1. Кривые средней многолетней скорости ветра $\bar{v}$ в зависимости от длительности наблюдений на метеостанциях побережья Баренцева (1, 2) и Белого (3, 4) морей.

1 – о. Харлов, 2 – Дальние Зеленцы, 3 – Чаваньга, 4 – Умба.



сколько полно при этом охватываются возможные отклонения (вариации) средних годовых скоростей ветра от средней многолетней. Коэффициент вариации C среднегодовых скоростей ветра определяется выражением [3.25]

$$C = \frac{\sigma}{\bar{v}}, \qquad (3.4)$$

где σ - среднеквадратическое отклонение среднегодовой скорости.

На рис. 3.1 представлен хронологический ход изменения среднегодовых скоростей по некоторым метеостанциям побережья Кольского полуострова. Построенные кривые показывают, как изменяется средняя многолетняя скорость ветра по мере увеличения числа лет наблюдений. Из рисунка видно, что с увеличением длительности ряда до 8–10 лет получающиеся значения средних скоростей становятся близкими к значениям, получаемым по 20-летним рядам. Если использование 5-летних рядов может давать отклонение в определении средней скорости до 5–7%, то рост длительности рядов с 10 до 15–20 лет существенного влияния уже не оказывает и способствует уточнению не более чем на 2–3%. Величина коэффициента вариации среднегодовых скоростей также стабилизируется при использовании рядов длительностью 8÷12 лет.

Сказанное позволяет заключить, что для определения средней многолетней скорости ветра и выявления возможных вариаций среднегодовой скорости от года к году вполне можно ограничиться рассмотрением 10-летних рядов наблюдений. В приложении (табл. П.1) представлены результаты обработки десятилетних рядов наблюдений по 168 метеостанциям севера европейской части СССР. Из табл. П.1 следует, что среднеквадратическое отклонение среднегодовой скорости повсеместно примерно одинаково и составляет в основном 0.2–0.5 м/с. Коэффициент вариации среднегодовых скоростей ветра в прибрежных районах заметно ниже, чем в районах, удаленных от береговой линии. Так, на открытом побережье Баренцева моря (метеостанции № 1–20 на рис. П. 1) коэффициент вариации составляет в среднем 5.2%. На метеостанциях, расположенных в глубине заливов Баренцева моря и на побережье Белого моря (станции № 21–48), коэффициент вариации равен в среднем 6.3%. В пунктах, удаленных от морского побережья, он увеличивается до 7.7%.

Средняя многолетняя скорость ветра является одним из критериев оценки эффективности использования ветровой энергии. По ее величине в первом приближении можно судить о перспективности применения ВЭУ в том или ином районе. Однако при использовании данных о средних скоростях необходимо иметь в виду, что они соответствуют вполне определенным рельефным и ландшафтным условиям в районе метеостанции и определенной высоте относительно поверхности земли. Для разных станций эти условия могут существенно изменяться. Чтобы получить репрезентативные данные о средних скоростях ветра, их необходимо приводить к сравнимым условиям.

Представляется целесообразным за сравнимые принять условия открытой ровной местности и высоту 10 м от поверхности земли. Приведение средней многолетней скорости ветра $\bar{v}$ к сравнимым условиям можно выполнить с помощью поправочных коэффициентов на открытость k_o и высоту k_h:

$$\bar{v}_{пр} = k_o k_h \bar{v}, \qquad (3.5)$$

где $\bar{v}_{пр}$ – средняя многолетняя скорость ветра, приведенная к сравнимым условиям.

Определению поправочных коэффициентов k_o и k_h посвящены следующие параграфы.

3.2.2. Приведение среднегодовых скоростей ветра к условиям открытой ровной местности

К вопросу об учете условий открытости площадок метеостанций на местности обращались многие авторы. Наиболее полно учет этого фактора нашел отражение в исследованиях М.Е. Подтягина [3.26], Г.А. Гриневича [3.1] и В.Ю. Милевского [3.17–3.19]. Каждый из авторов по-своему подходил к учету рельефных и ландшафтных особенностей и дал свою классификацию открытости метеостанций. Общим в этих исследованиях является стремление авторов установить конкретную зависимость скорости ветра от класса открытости. На рис. 3.2 приведена заимствованная из работы [3.27] зависимость среднегодовой скорости ветра от класса открытости по Подтягину. Она получена для зон и районов средней полосы европейской части СССР. На рис. 3.3 показана аналогичная зависимость, установленная Гриневичем для районов Средней Азии и Казахстана в соответствии с его классификацией [3.1]. На рис. 3.4 представлена зависимость скорости ветра от открытости метеостанций по классификации Милевского, построенная нами по данным справочников [3.17–3.19], охватывающих районы Северо-Запада и Севера страны.

Хотя представленные графики получены разными авторами в разное время и в различных физико-географических и климатических зонах, их объединяет общий характер зависимости скорости ветра от класса открытости. Если принять за точку отсчета некоторый начальный класс открытости $K_н$, соответствующий условиям распо-

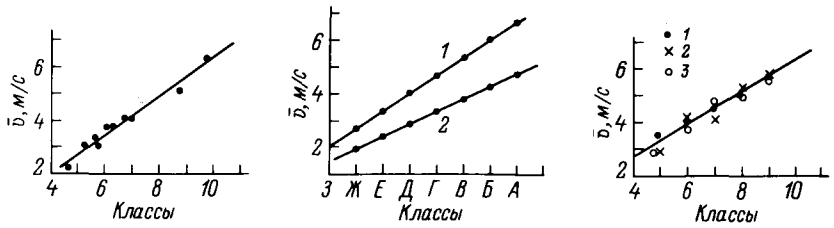


Рис. 3.2. Зависимость среднегодовой скорости ветра $\bar{v}$ от среднего класса открытости метеостанций по Подтягину.

Рис. 3.3. Зависимость среднегодовой скорости ветра $\bar{v}$ от класса открытости по Гриневичу.

1 – равнинная местность, 2 – предгорья.

Рис. 3.4. Зависимость среднегодовй скорости ветра $\bar{v}$ от класса открытости по Милевскому.

1 – Центр, 2 – Северо-Запад, 3 – север европейской части СССР.

ложения прибора, регистрирующего скорость ветра, полностью среди элементов защищенности (это класс 4 в классификации Милевского (табл. 3.1), Е – в классификации Гриневича (флюгер среди садов и построек), 5 – в классификации Подтягина (центр большого города в садах)) и проследить, во сколько раз увеличивается скорость ветра по мере увеличения класса открытости от $K_н$ до K, то можно получить результирующий график, представленный на рис. 3.5. Сопоставление данных по трем классификациям показывает, что конечные результаты оказываются очень близкими. Т.е. в принципе можно использовать любую из рассмотренных классификаций и получать близкие результаты. Однако более совершенной и более доступной представляется классификация Милевского. В отличие от двух предыдущих она позволяет учитывать не только форму рельефа (выпуклая, плоская, вогнутая), наличие затеняющих элементов (зданий, построек, деревьев), но и присутствие водных поверхностей (озера, моря, океана). Классификация Милевского использована Государственным комитетом по гидрометеорологии для описания открытости всех метеорологических станций страны, информация об этом содержится в справочниках, например [3.17–3.19].

Важной особенностью использования классификации Милевского в сети гидрометеослужбы является то, что информация об открытости станций дается по восьми румбам (направлениям). Это позволяет осуществить следующий подход к определению класса открытости метеостанции, предложенный нами в [3.22]. Поскольку от румба к румбу класс открытости станции может изменяться в довольно широких пределах, то представляется целесообразным принять во

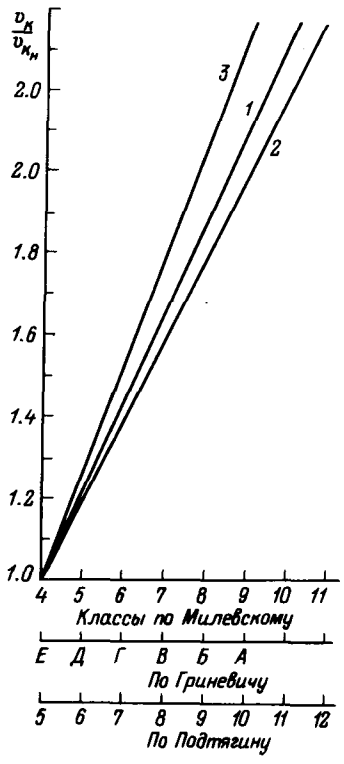


Рис. 3.5. Зависимость относительного изменения скорости ветра от класса открытости метеостанций по Милевскому (1), Гриневичу (2), Подтягину (3).

внимание информацию о повторяемости направлений ветра, также имеющуюся в справочниках по климату. Повторяемость направлений ветра показывает, какую часть времени дуют ветры того или иного направления. Фактический класс открытости станции $K_ф$ определится как средневзвешенный, учитывающий местную розу ветров:

$$K_ф = \sum_1^8 K_{ф_i} \tau_i , \qquad (3.6)$$

где $K_{ф_i}$ – класс открытости по i-му румбу, τ_i – повторяемость направления ветра i-го румба.

В табл. П.2 (см. приложение) представлены результаты расчета среднего класса открытости метеостанций севера европейской части СССР. Из таблицы видно, что значения этого показателя изменяются в довольно широких пределах. Если в районах, охватывающих зону лесов и удаленных от побережья Баренцева и Белого морей на значительное расстояние, класс открытости станций составляет 4–6, то на открытом побережье Баренцева моря, почти полностью лишенном растительности, он достигает 9–10.

В силу большого разнообразия физико-географических условий, в которых находятся метеорологические станции, следует особо оговорить вопрос о том, какой класс открытости считать за условия открытой ровной местности в том или ином районе. Можно выделить следующие 4 группы метеорологических станций:

1) расположенные вдали от открытого побережья моря или океана. Для этих станций условия открытой ровной местности можно охарактеризовать классом K_0=7 по Милевскому (форма рельефа плоская, ниже флюгера нет никаких элементов защищенности). По классификации Гриневича это соответствует классу Б (совершенно открытая местность, ровная степь), а по Подтягину – классу 9 (абсолютно ровная местность на десятки километров);

2) находящиеся на открытом побережье внутреннего моря, большого озера или на побережье залива внешнего моря, глубоко вдающегося в сушу. Для этой группы станций, где ветер дует как со стороны суши, так и со стороны водной поверхности, условия открытой ровной местности можно охарактеризовать классом K_0=8 – как

Таблица 3.1

Классификация местоположения станции и степени защищенности флюгера (по Милевскому) [3.17]

Степень открытости флюгера	Форма рельефа		
	выпуклая	плоская	вогнутая
Близ водных поверхностей			
Открытое побережье:			
океана или открытого (внешнего) моря	12	11	10
закрытого (внутреннего) моря	11	10	9
залива или большого озера	10	9	8
большой реки	9	8	7
Вдали от водных поверхностей			
Ниже флюгера:			
нет никаких элементов защищенности	8	7	6
отдельные элементы защищенности	7	6	5
среди элементов защищенности	6	5	4
Выше флюгера:			
среди элементов защищенности	4	4	4

среднее между 7 и 9 классами (открытое побережье залива моря или большого озера);

3) размещенные на открытом побережье внешнего моря или океана. Условия открытой ровной местности для этих станций можно охарактеризовать как среднее между классами 7 и 11, т.е. K_0=9;

4) также расположенные на открытом побережье внешнего моря, но классификация открытости которых в справочниках [3.17–3.19] приводится по уточненной методике, разработанной Арктическим и антарктическим НИИ, Главными геофизической и гидрометеорологической обсерваториями. Для этих станций условия открытой ровной местности можно охарактеризовать классом K_0=10, который присваивается станциям, расположенным открыто и удаленным от ближайших препятствий для ветра на десятки километров.

Из рис. 3.5 следует, что скорость ветра, регистрируемая метеостанциями, зависит от класса открытости. При прочих равных условиях изменение скорости происходит пропорционально численному значению класса открытости:

$$\frac{v_K}{v_{K_н}} = AK , \qquad (3.7)$$

где A – коэффициент пропорциональности.

Для условий открытой ровной местности класса K_0 и фактических условий открытости станции класса $K_ф$ можно записать

$$v_{K_0} = v_{K_н} A K_0 , \qquad (3.8)$$

$$v_{K_ф} = v_{K_н} A K_ф . \qquad (3.9)$$

Отсюда выражение для поправочного коэффициента k скорости ветра на открытость k_0, учитывающего переход от фактических условий открытости к условиям открытой ровной местности, будет иметь вид

$$k_0 = \frac{v_{K_0}}{v_{K_ф}} = \frac{K_0}{K_ф} . \qquad (3.10)$$

Оно показывает, что если фактические условия открытости станции хуже, чем условия открытой ровной местности ($K_ф < K_0$), то поправочный коэффициент $k_0 > 1$ и наоборот. Результаты расчета коэффициента k_0 по метеостанциям севера европейской части СССР сведены в табл. П. 2.

3.2.3. Приведение среднегодовых скоростей ветра к одной высоте над поверхностью земли

Необходимость приведения средних скоростей ветра к одной высоте определяется различием расположения приборов, регистрирующих скорость ветра, относительно поверхности земли. На метеостанциях севера европейской части СССР регистрирующие приборы располагаются на высотах от 9 до 20 м. Известно, что с высотой скорость ветра возрастает. Поэтому чтобы сравниваемые данные о скоростях ветра по разным пунктам были сопоставимыми, их необходимо привести к одной высоте, используя сведения о закономерности изменения скорости ветра с высотой – о вертикальном профиле ветра. В качестве аппроксимирующей зависимости для описания вертикального профиля ветра в последние годы наибольшее применение находит степенная функция вида [3.12–3.15]

$$v_1 = v_2 \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^m , \qquad (3.11)$$

где v_1 и v_2 – скорости ветра на высотах h_1 и h_2; m – показатель степени.

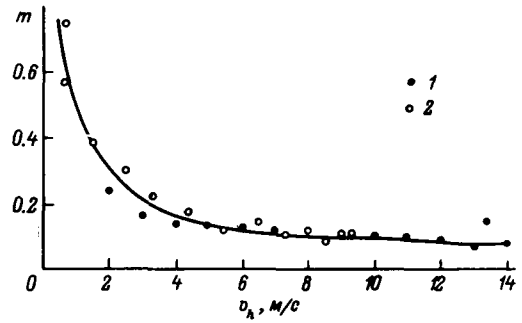


Рис. 3.6. Зависимость показателя степени m от скорости ветра на высоте флюгера v_h.

1 – мурманская телевизионная мачта, 2 – метеорологическая мачта в Обнинске [313, 314].

В кадастровых исследованиях 50–60-х гг. (см., например, [1.7, 3.1]) при корректировке среднегодовых скоростей ветра по высоте показатель степени m принимался постоянным и равным 0.2. За последние 10–15 лет исследованиями ряда второв [3.12–3.16] в ходе изучения вертикального профиля ветра на высотных мачтах получены новые сведения, свидетельствующие, что показатель степени функции (3.11) может изменяться в довольно широких пределах. На рис. 3.6 представлены результаты наблюдений за скоростью ветра на мурманской телевизионной башне в приземном слое толщиной 24÷140 м [3.14, 3.15], а также на метеорологической мачте в Обнинске [3.13] в диапазоне высот 8÷121 м. Обе мачты имеют высокую степень открытости на местности, что всегда желательно для расположения ВЭУ, и поэтому данные по ним являются весьма характерными и представительными для выполнения кадастровых исследований. Из рисунка следует, что значение показателя степени m существенно зависит от скорости ветра. Если при скорости на высоте флюгера 1 м/с m =0.5, то при 5 м/с m снижается до 0.15, а при 15 м/с – до 0.08. Характер расположения опытных точек для двух мачт, расположенных в существенно различных районах, дает основание считать, что показатель m зависит главным образом от скорости ветра на некоторой начальной высоте. На основании этого можно заключить, что чем чаще в течение года на высоте флюгера наблюдаются малые скорости ветра, тем выше окажется показатель степени, описывающий среднегодовой вертикальный профиль ветра.

Используя данные о повторяемости скоростей ветра t_i, показывающие, сколько времени в году на высоте h наблюдалась каждая скорость v_{h_i}, для среднегодовой скорости ветра $\bar{v}_h$ на этой высоте можно записать

$$\bar{v}_h = \sum_{i=1}^{N} v_{h_i} t_i \,, \qquad (3.12)$$

где v_{h_i} – скорость ветра i-го замера на высоте h; t_i – повторяемость скорости v_{h_i}; N – общее число замеров скорости за год.

С использованием (3.11) для средней многолетней скорости ветра, приводимой к высоте H, получим

$$\bar{v}_H = \sum_{i=1}^{N} t_i v_{h_i} \left(\frac{H}{h}\right)^{m_i} , \qquad (3.13)$$

где m_i – показатель степени при скорости ветра на высоте флюгера v_{h_i}.

Вводя понятие среднего показателя $\bar{m}$, описывающего среднегодовой вертикальный профиль ветра, будем иметь

$$\bar{v}_H = \bar{v}_h \left(\frac{H}{h}\right)^{\bar{m}} = \sum_{i=1}^{N} t_i v_{h_i} \left(\frac{H}{h}\right)^{m_i} , \qquad (3.14)$$

откуда после логарифмирования получаем

$$\bar{m} = \frac{\lg \left[\frac{1}{\bar{v}} \sum_{i=1}^{N} t_i v_{h_i} \left(\frac{H}{h}\right)^{m_i} \right]}{\lg \left(\frac{H}{h}\right)} . \qquad (3.15)$$

Расчеты, выполненные более чем по 20 метеорологическим станциям севера европейской части СССР, позволили построить зависимость среднего показателя $\bar{m}$ от среднегодовой скорости ветра (рис. 3.7). Эта зависимость хорошо аппроксимируется уравнением

$$\bar{m} = 0.60 \, (\bar{v})^{-0.77} . \qquad (3.16)$$

Таким образом, получен показатель степенной функции, позволяющей по известной среднегодовой скорости ветра на высоте h определить среднегодовую скорость на заданной выстоте H.

С использованием полученной зависимости выражение для поправочного коэффициента k_h, учитывающего изменение сренегодовой скорости ветра при переходе от высоты флюгера к заданному уровню, может быть записано в виде

$$k_h = \left(\frac{H}{h}\right)^{0.60(\bar{v})^{-0.77}} . \qquad (3.17)$$

Подставляя (3.10) и (3.17) в (3.5), получим выражение для величины средней многолетней скорости ветра, приведенной к условиям открытой ровной местности и высоте 10 м:

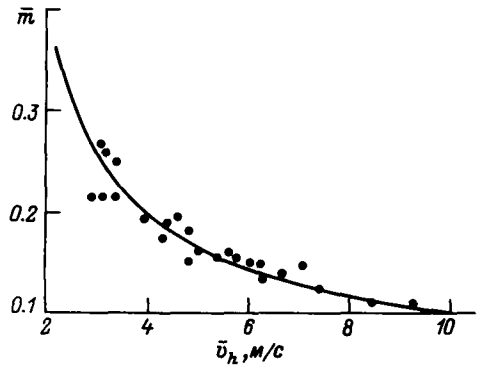


Рис. 3.7. Зависимость среднего показателя степени $\bar{m}$ от среднегодовой скорости ветра на высоте флюгера $\bar{v}_h$.

$$\bar{v}_{пр} = \bar{v} \, \frac{K_o}{K_ф} \left(\frac{10}{h}\right)^{0.60(\bar{v})^{-0.77}} \qquad (3.18)$$

Расчеты по приведению среднегодовых скоростей ветра к сравнимым условиям, выполненные по 168 метеостанциям севера европейской части СССР, показали, что из двух факторов (высоты и открытости) наибольшее значение имеет последний. Если поправка на высоту в основном не выходит за пределы 10% (в диапазоне высот от 9 до 16 м), то поправка на открытость намного значительнее. На отдельных метеостанциях, занимающих господствующее положение на местности (возвышенность, холм, сопка и т.п.), поправочный коэффициент составляет 0,8÷0.9. На станциях, расположенных в низинах, черте города, лесу и других затененных местах, он достигает 1.4÷1.7.

3.2.4. Распределение средних многолетних скоростей ветра по территории севера европейской части СССР

Результаты обработки данных 10-летних рядов наблюдений по 168 метеорологическим станциям севера европейской части СССР, полученные с учетом приведения их к условиям открытой ровной местности и высоте 10 м, представлены на рис. 3.8. Для наглядности и удобства практического использования данные о средних многолетних скоростях нанесены на карту. Из рисунка следует, что наибольшие скорости ветра наблюдаются в прибрежных районах Баренцева моря. На северном побережье Кольского полуострова они составляют 7÷9 м/с, в более восточных районах – 6÷8 м/с. Характерно, что скорости ветра заметно снижаются по мере удаления от береговой линии. Если на северном побережье Кольского полуост-

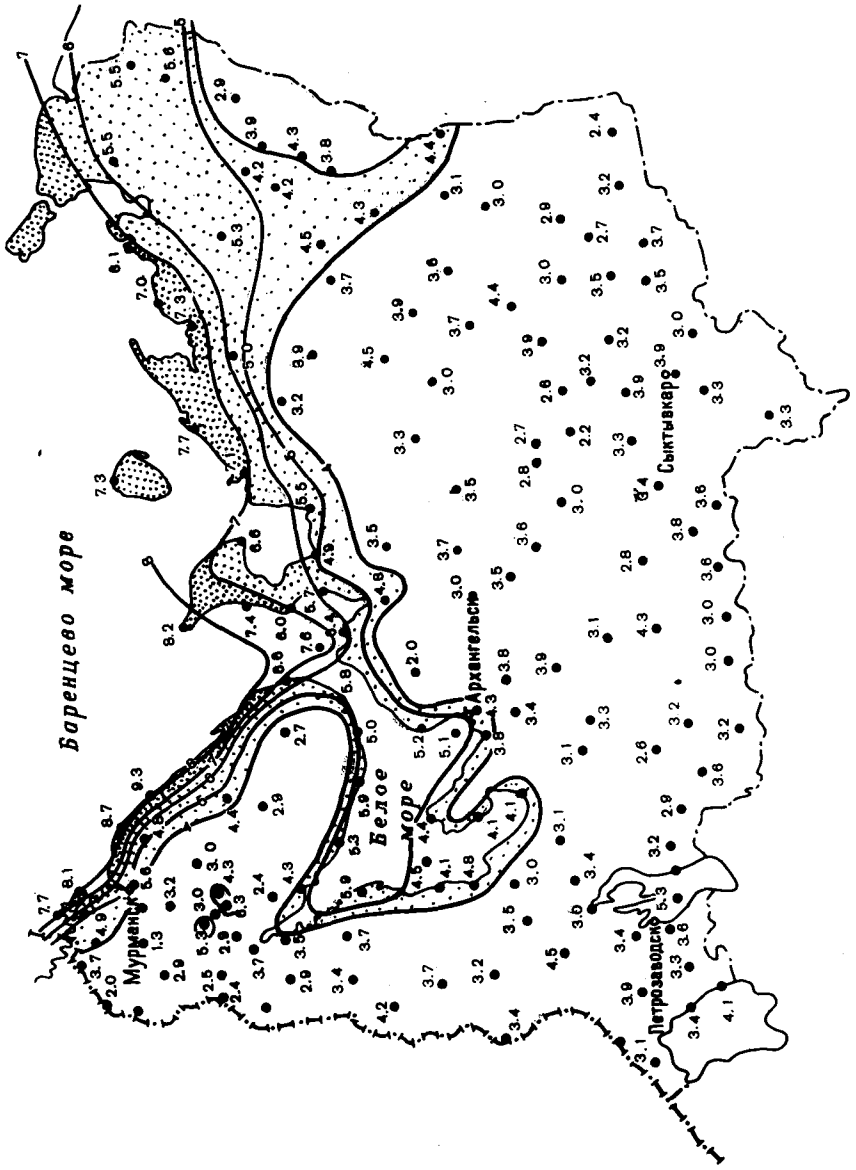


Рис. 3.8. Средние многолетние скорости ветра (м/с) на высоте 10 м от поверхности земли.

рова средняя скорость ветра составляет 8 м/с и более, то в 30–50 км от открытого побережья величина скорости снижается до 4–6 м/с, т.е. наиболее высокие скорости ветра имеют место лишь в узкой (около 30 км) прибрежной полосе.

В восточной части Белого моря среднегодовые скорости достигают 6÷7 м/с. По мере продвижения на запад они существенно падают и в Кандалакшском заливе, на побережье Карелии, в Онежской губе снижаются до 3–4 м/с. Даже на Соловецких островах, удаленных на значительное расстояние от берега, среднегодовая скорость ветра не превышает 5 м/с.

Сравнение представленных данных с аналогичными показателями о режиме ветра в районах Каспия, Крыма, Прибалтики и других (см., например, [1.9, 3.3]) показывает, что прибрежные районы севера европейской части СССР располагают одним из самых высоких в нашей стране уровней среднегодовых скоростей ветра.

Как уже отмечалось, с высотой средние многолетние скорости ветра существенно возрастают. Если воспользоваться выражением (3.11) и взять в качестве исходной среднюю скорость ветра на высоте h =10 м, то приращение скорости ветра при переходе на высоту H составит

$$\Delta v = \bar{v}_H - \bar{v}_{10} = \bar{v}_{10}\left[\left(\frac{H}{10}\right)^{\bar{m}} - 1\right]. \qquad (3.19)$$

С учетом (3.16) будем иметь

$$\Delta v = \bar{v}_{10}\left[\left(\frac{H}{10}\right)^{0.60(\bar{v})^{-0.77}} - 1\right]. \qquad (3.20)$$

На рис. 3.9 представлена зависимость приращения средней многолетней скорости ветра при переходе от высоты 10 м к 20, 30, 50, 70 и 100 м. Из рисунка видно, что с увеличением средней скорости ветра на нижнем уровне (10 м) ее приращение на высоте H изменяется незначительно. Объясняется это тем, что с ростом скорости ветра $\bar{v}$ показатель степени $\bar{m}$ уменьшается (рис. 3.7) и это в соответствии с (3.19) оставляет величину Δv почти без изменений.

На рис. 3.10 приведены кривые, позволяющие определить среднюю многолетнюю скорость ветра на любом интересующем уровне в пределах приземного слоя высотой 100 м. Например, в местах со средней скоростью 8 м/с на высоте 30 м скорость увеличится до 9.2 м/с, на высоте 50 м – до 9.8 м/с, а на 70 м – до 10.1 м/с, что дает увеличение мощности соответственно в 1.5, 1.8 и 2.0 раза.

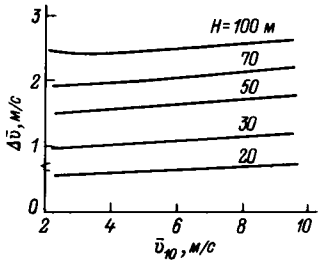


Рис. 3.9. Приращение среднегодовой скорости ветра $\Delta\bar{v}$ при переходе от высоты 10 м к высоте H.

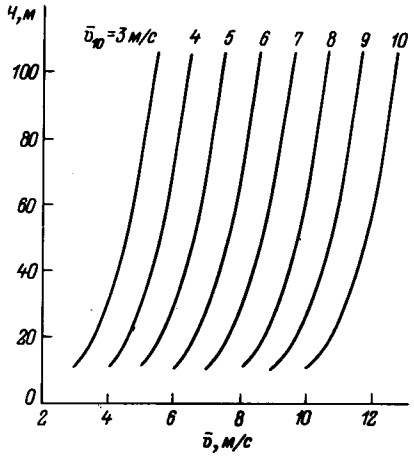


Рис. 3.10. Вертикальный профиль среднегодовых скоростей ветра $\bar{v}$ в приземном слое высотой до 100 м.

3.3. Годовой и суточный ход ветра

Средние многолетние скорости ветра характеризуют его за длительный период времени. Внутри этого периода интенсивность ветра изменяется в широких пределах, при этом наряду со случайными изменениями скорости ветра имеют место и закономерные, обусловленные временем года и суток. В практике разработки ветроэнергетического кадастра такие изменения принято называть годовым и суточным ходом ветра.

Годовой ход ветра – это изменение в течение года среднемесячной скорости ветра $\bar{v}_{M_j}$, определяемой выражением

$$v_{M_j} = \frac{\sum_{i=1}^{I} v_{M\,ij}}{I}, \qquad (3.21)$$

где $\bar{v}_{M\,ij}$ – средняя скорость ветра j-го месяца i-го года.

Суточный ход ветра представляет собой изменение скорости ветра в течение суток, усредненное в пределах данного месяца. Для его определения осредняются скорости ветра, замеряемые в одно и то же время суток. Для средней за I лет скорости ветра в l-й час j-го месяца будем иметь

$$v_{c_{jl}} = \frac{\sum_{i=1}^{I}\sum_{k=1}^{K} v_{ijkl}}{IK}, \qquad (3.22)$$

где v_{ijkl} – скорость ветра в l-й час k-х суток j-го месяца i-го года.

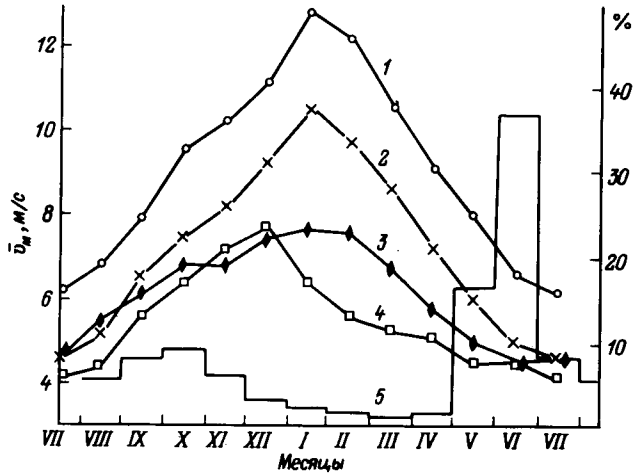


Рис. 3.11. Годовой ход среднемесячных скоростей ветра $\bar{v}$ на островах (1) и побережье (2) Баренцева моря, на побережье Белого моря (3) и в Хибинах (4), а также гистограмма годового стока рек Кольского полуострова (5).

1 – метеостанция о. Харлов, 2 – Дальние Зеленцы, 3 – Чаваньга, 4 – Центральная.

В табл. П.3 (см. приложение) приведены значения среднемесячных скоростей ветра по метеостанциям побережья Баренцева и Белого морей, вычисленные, согласно (3.21), по материалам десятилетних рядов наблюдений. Из таблицы, а также рис. 3.11 следует, что интенсивность ветра в осенние и зимние месяцы заметно выше, чем в летние. Эта сезонная неравномерность скоростей ветра наиболее ярко проявляется в прибрежных районах Баренцева моря. На северном побережье Кольского полуострова скорость ветра зимой в 2.0–2.3 раза выше, чем летом. Различие между зимним максимумом и летним минимумом достигает 5–6 м/с. Несколько ниже сезонная неравномерность скоростей ветра на побережье Белого моря, менее всего она проявляется в западной части Белого моря.

В целях обобщения данных о сезонной неравномерности интенсивности ветра и выявления групп метеостанций со схожим типом годового хода ветра было выполнено районирование собранных данных, результаты которого представлены на рис. 3.12. Поскольку средний уровень ветра в разных пунктах неодинаков, то при сопоставлении данных рассматривался относительный годовой ход ветра, определяемый отношением среднемесячной скорости ветра к средней многолетней ($\bar{v}_M/\bar{v}$). Удалось выделить 4 характерных типа годового хода ветра и получить соответствующие характерные кривые.

В целом по результатам рассмотрения сезонной неравномерности интенсивности ветра можно отметить, что в большинстве прибрежных

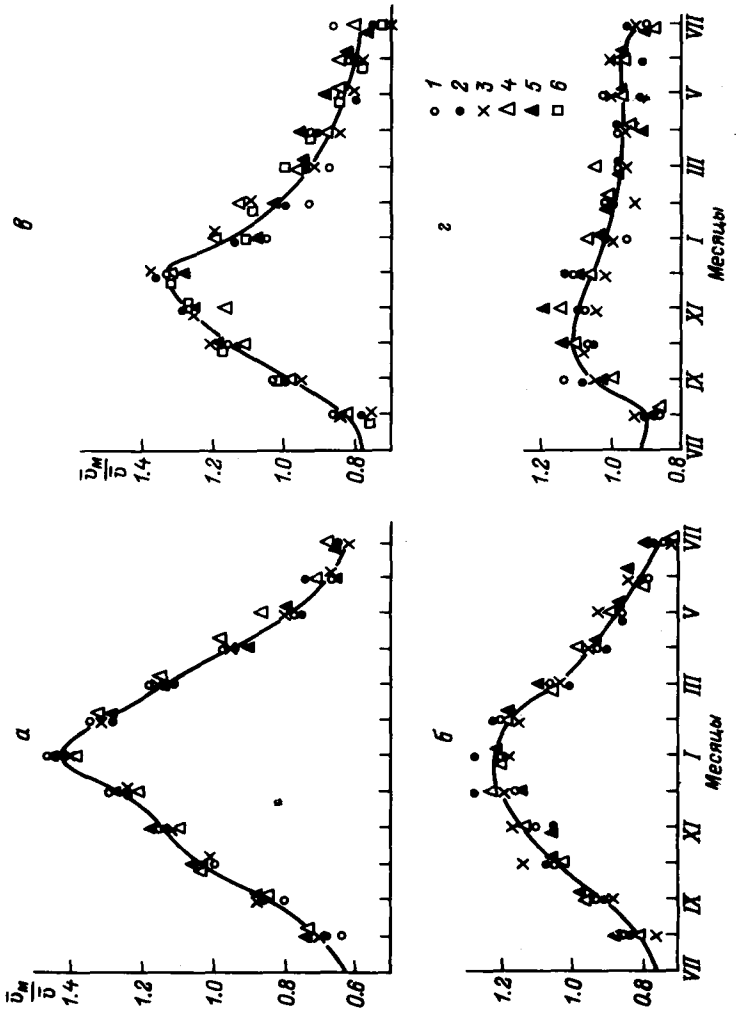


Рис. 3.12. Годовой ход средних скоростей ветра в районах европейского Севера (по данным наблюдений за 1966–1975 гг.).

а – северное побережье Кольского полуострова: 1 – Цып-Наволок, 2 – Вайда губа, 3 – Дальние Зеленцы, 4 – о. Харлов, 5 – Терско-Орловский маяк; 6 – побережье восточной части Баренцева моря: 1 – Колгуев Северный, 2 – Канин Нос, 3 – мыс Микулкин, 4 – Индига, 5 – Абрамовский маяк; в – восточная и центральная части побережья Белого моря: 1 – Кашкаранцы, 2 – Чаваньга, 3 – о. Сосновец, 4 – о. Морковец, 5 – о. Жижгин, 6 – Соловки; г – западное побережье Белого моря: 1 – Онега, 2 – Умба, 3 – Гридино, 4 – Кемь (порт), 5 – Раз-Наволок.

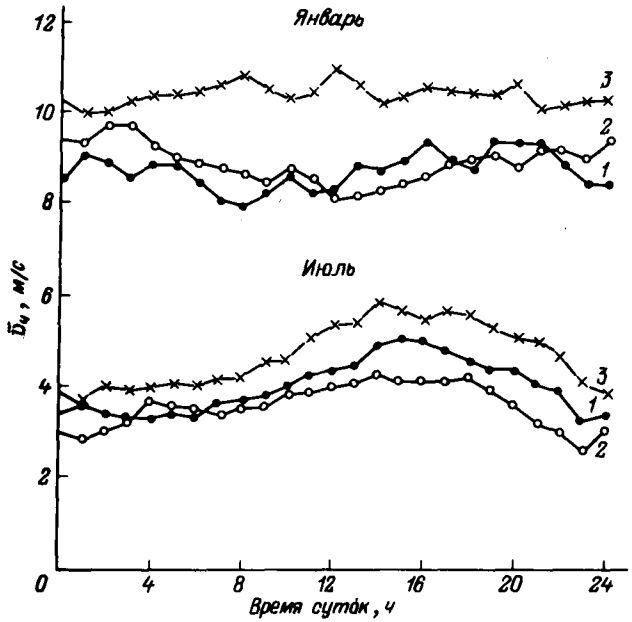


Рис. 3.13. Суточный ход скоростей ветра на ветроэнергетическом полигоне в пос. Дальние Зеленцы в январе и июле 1979 (1), 1980 (2) и 1981 г. (3).

районов севера европейской части СССР годовой ход средних скоростей ветра складывается благоприятно для эффективного использования энергии ветра. Максимум скоростей приходится на холодное время года и совпадает с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии. Весьма существенно также то, что зимний максимум интенсивности ветра находится в противофазе с годовым стоком рек (рис. 3.11). Это создает благоприятные условия для совместного использования ветровой и гидравлической энергии.

Суточный ход скоростей ветра, так же как и годовой, неодинаково проявляется в разное время года. На рис. 3.13 в качестве примера приведен суточный ход скоростей ветра для января и июля месяцев, полученный по результатам наблюдений на ветроэнергетическом полигоне в пос. Дальние Зеленцы на северном побережье Кольского полуострова. Из рисунка следует, что наиболее четко суточная неравномерность интенсивности ветра проявляется в летнее время и мало прослеживается в зимние месяцы. Летом скорости ветра в дневные часы в среднем на 1–2 м/с выше, чем ночью. В условиях снижения общего уровня интенсивности ветра в летнее время дневной максимум скоростей ветра является благоприятным для эффективного использования энергии ветра, поскольку именно в дневные часы, как правило, наблюдается повышенная потребность в энергии со стороны потребителей.

3.4. Повторяемость скоростей ветра

3.4.1. Повторяемость по фактическим данным

Повторяемость скоростей ветра является одной из важнейших кадастровых характеристик. Она показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода дули ветры с той или иной скоростью. С помощью этой характеристики выявляется энергетическая ценность ветра и находятся основные энергетические показатели, определяющие эффективность и целесообразность использования энергии ветра.

Задача по определению режима повторяемости скоростей ветра является довольно трудоемкой, так как связана с необходимостью обработки многолетних рядов наблюдений. Трудоемкость расчетов снижается при использовании материалов метеорологических ежемесячников, выпускаемых гидрометеослужбой. В них исходная информация о скоростях ветра уже подвергнута первичной обработке и данные о повторяемости скоростей приведены в виде таблиц, в которых указано число случаев наблюдения скорости по интервалам: 0÷1, 2÷3, ..., 16÷17, 18÷20, 21÷24, 25÷28, 29÷34, 35÷40 и 40 м/с.

Для статистической обработки материалов метеонаблюдений и получения эмпирической повторяемости скоростей ветра используется известное выражение

$$t_i = \frac{r_i}{R}, \qquad (3.23)$$

где t_i – повторяемость скоростей в i-м интервале скорости Δv; r_i – число замеров скорости, приходящихся на i-й интервал; R – общее число замеров скорости за рассматриваемый период времени.

Результаты расчета фактической повторяемости скоростей ветра, полученные в результате обработки материалов метеорологических ежемесячников по метеостанциям севера европейской части СССР за 10-летний период, представлены в табл. П.4. В ней приведены в основном пункты, среднегодовая скорость ветра в которых превышает 3,5 м/с. Это районы наиболее перспективные с точки зрения использования энергии ветра.

3.4.2. Выравнивание фактической повторяемости

Численные значения фактической повторяемости скоростей ветра, полученные по данным метеорологических ежемесячников, в табл. П.4 представлены по градациям, принятым гидрометеослужбой, т.е. в диапазоне скоростей до 18 м/с по 2-метровым интервалам, а в области более высоких и реже наблюдаемых скоростей – по 3-, 4- и 6-метровым интервалам.

В то же время для выполнения целого ряда ветроэнергетических расчетов необходимо, чтобы данные о повторяемости скоростей ветра

были представлены по более мелким, по крайней мере 1-метровым интервалам скорости. Получение таких данных возможно после выравнивания эмпирических распределений скоростей ветра с помощью аналитических зависимостей. Для выравнивания повторяемости были предложены различные типы уравнений – Поморцева, Гуллена, Гудрича, Гриневича, Вейбулла [3.1, 3.11, 3.28–3.31]. В нашей стране при выполнении кадастровых исследований наибольшее признание нашло 4-параметрическое уравнение Гриневича, имеющее вид [3.1]

$$t = \alpha \frac{\Delta v}{\bar{v}} \left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^p \exp\left[-k\left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^n\right], \qquad (3.24)$$

где v – средняя скорость ветра за рассматриваемый период времени; Δv – интервал градации скорости; v – скорость ветра, повторяемость которой t ищется в интервале от $v-\Delta v/2$ до $v+\Delta v/2$; α, p, k, n – параметры уравнения.

Методика определения параметров α, p, k, n изложена в работе [3.1]. В ее основе лежит наложение на эмпирическое и аналитическое распределения скоростей ветра четырех условий: суммы повторяемостей скоростей ветра в обоих распределениях составляют единицу, математические ожидания (средние скорости ветра) равны между собой, коэффициенты вариации и асимметрии распределений скоростей также равны между собой. Наложение этих четырех условий дает следующие уравнения:

$$k = \left[\frac{\Gamma\left(\frac{p+2}{n}\right)}{\Gamma\left(\frac{p+1}{n}\right)}\right]^n, \quad \alpha = n\,\frac{\left[\Gamma\left(\frac{p+2}{n}\right)\right]^{p+1}}{\left[\Gamma\left(\frac{p+1}{n}\right)\right]^{p+2}}, \qquad (3.25)$$

$$M_2 = \frac{\Gamma\left(\frac{p+3}{n}\right)\Gamma\left(\frac{p+1}{n}\right)}{\left[\Gamma\left(\frac{p+2}{n}\right)\right]^2}, \quad M_3 = \frac{\Gamma\left(\frac{p+4}{n}\right)\left[\Gamma\left(\frac{p+1}{n}\right)\right]^2}{\left[\Gamma\left(\frac{p+2}{n}\right)\right]^3}, \qquad (3.26)$$

где Γ – гамма-функция; M_2 и M_3 – соответственно относительные начальные моменты второй и третьей степеней, связанные с коэффициентами вариации C_v и асимметрии C_s выражениями

$$C_v = \sqrt{M_2 - 1}, \quad C_s = \frac{M_3 - 3M_2 + 2}{\sqrt{(M_2-1)^3}}. \qquad (3.27)$$

В свою очередь эмпирические относительные начальные моменты второй и третьей степеней определяются выражениями

$$M_2^э = \frac{\sum_{i=1}^{z} t_i v_i^2}{\left(\sum_{i=1}^{z} t_i v_i\right)^2}, \quad M_3^э = \frac{\sum_{i=1}^{z} t_i v_i^3}{\left(\sum_{i=1}^{z} t_i v_i\right)^3}, \qquad (3.28)$$

где z – число градаций скорости ветра.

Уравнения (3.26) не могут быть решены в явном виде относительно p и n, поскольку в них входит гамма-функция. В [3.1] предлагается номографическое решение задачи. В данной работе она решалась методом последовательных приближений с применением ЭВМ.

С использованием выражений (3.25)–(3.28) можно получить параметры уравнения Гриневича и соответствующие кривые повторяемости для любого пункта. Однако при разработке ветроэнергетического кадастра применительно к такой обширной территории, как например европейский Север, представляется целесообразным проведение районирования режимов повторяемости скоростей ветра, с тем чтобы выявить группы метеостанций со схожими типами распределения скоростей и получить для них типовые аналитические зависимости.

3.4.3. Районирование режимов повторяемости

Как показано выше, основой для определения параметров уравнения Гриневича (3.24) служат коэффициенты вариации C_v и асимметрии C_s. Поэтому процесс районирования режимов повторяемости скоростей ветра можно свести к выявлению метеостанций с близкими значениями этих коэффициентов. Из рис. 3.14, а, где показана графическая взаимосвязь коэффициентов C_v и C_s, вычисленных в результате обработки 10-летней информации по метеостанциям европейского Севера (табл. П.4), следует, что точки, соответствующие метеостанциям, расположенным в близких физико-географических условиях, достаточно тесно группируются относительно некоторого центра, образуя своеобразный эллипс рассеивания. Рассеивание точек внутри эллипсов может быть отнесено за счет различия в рельефе и степени открытости станций, погрешностей при производстве наблюдений и других факторов.

Согласно (3.27) и (3.28), ошибки в определении эмпирических коэффициентов C_v и C_s обусловливаются главным образом неточностями в вычислении повторяемости высоких скоростей ветра. Неточности усиливаются при умножении на квадрат или куб скорости ветра. В связи с этим целесообразно при районировании режимов повторяемости воспользоваться такой статистической характеристикой, как относительная высота центра тяжести площади под кривой распределения [3.1]

$$C_0 = \frac{\bar{v}}{2\Delta v} \sum_{i=1}^{z} t_i^2 . \qquad (3.29)$$

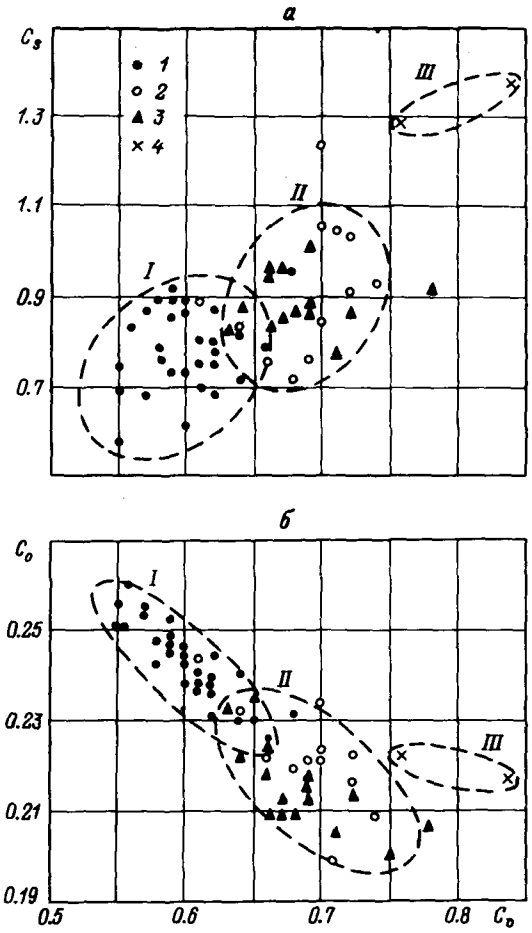


Рис. 3.14. Связь коэффициентов вариации C_v и асимметрии C_s (а), а также C_v и относительной высоты центра тяжести C_0 (б) эмпирических распределений скоростей ветра на метеостанциях севера европейской части СССР.

1 – побережье Баренцева моря; 2 – побережье Белого моря; 3 – пункты, удаленные от побережья; 4 – Хибины. I, II, III – группы метеостанций с близкими значениями коэффициентов C_v, C_s, C_0.

Ценность этой характеристики заключается в том, что при ее вычислении возможные ошибки, допущенные при определении повторяемости крайних значений скоростей ветра, скрадываются, а роль средней части распределения, являющейся наиболее достоверной, увеличивается. Рис. 3.14, б, дающий связь коэффициентов C_v и C_0, существенно дополняет предыдущий график (рис. 3.14, а) и позволяет

более четко и строго выполнить районирование режимов повторяемости скоростей ветра.

На основании данных, представленных на рис. 3.14, в районах севера европейской части СССР можно выделить следующие 3 группы метеостанций.

Группа I объединяет метеорологические станции, расположенные в прибрежной полосе Баренцева моря. На рис. 3.8 она ограничивается изолинией, соответствующей 6 м/с. Средние величины статистических коэффициентов здесь следующие: C_υ=0.6, C_S =0.9, C_0 = =0.24.

Группа II охватывает станции, расположенные между изолиниями 6 и 4 м/с, это узкая полоса в прибрежной зоне Кольского полуострова, северо-восток Архангельской области и Коми АССР. Для группы II средние значения коэффициентов равны: C_υ =0.7, C_S =0.9, C_0= =0.22.

Несколько обособленно на рис. 3.14 выделяется группа III. Она включает всего 2 метеостанции, расположенные в Хибинском горном массиве в центре Кольского полуострова. Эмпирическое распределение скоростей ветра здесь отличается повышенной асимметрией. Средние величины статистических коэффициентов – C_υ =0.8, C_S =1.3, C_0 =0.22.

Полученные средние значения коэффициентов C_υ, C_S и C_0 позволили определить параметры α, p, k, n уравнения Гриневича (3.24) и записать следующие аналитические зависимости повторяемости скоростей ветра в районах севера европейской части СССР:

$$\text{тип I, } t = 1.038\frac{\Delta\upsilon}{\bar{\upsilon}}\left(\frac{\upsilon}{\bar{\upsilon}}\right)^{0.5}\exp\left[-0.547\left(\frac{\upsilon}{\bar{\upsilon}}\right)^{2}\right]; \qquad (3.30)$$

$$\text{тип II, } t = 0.784\frac{\Delta\upsilon}{\bar{\upsilon}}\left(\frac{\upsilon}{\bar{\upsilon}}\right)^{0.2}\exp\left[-0.408\left(\frac{\upsilon}{\bar{\upsilon}}\right)^{2}\right]; \qquad (3.31)$$

$$\text{тип III, } t = 0.825\frac{\Delta\upsilon}{\bar{\upsilon}}\left(\frac{\upsilon}{\bar{\upsilon}}\right)^{0.1}\exp\left[-0.60\left(\frac{\upsilon}{\bar{\upsilon}}\right)^{1.5}\right]. \qquad (3.32)$$

Графическая интерпретация этих зависимостей в виде кривых относительной повторяемости скоростей ветра приведена на рис. 3.15.

Уравнения (3.30)–(3.32) весьма универсальны. Они позволяют по известным значениям средней многолетней скорости ветра на высоте 10 м (рис. 3.8) и известному вертикальному профилю среднегодовых скоростей (рис. 3.10) получить повторяемость скоростей ветра для условий открытой ровной местности в любом пункте и на любой высоте.

Соответствие установленных типов распределений данным фактических наблюдений лучше всего может быть показано путем графического сопоставления кривых, построенных по уравнениям (3.30)–(3.32), с гистограммами фактических распределений. При этом следует лишь иметь в виду, что здесь мы имеем дело не с индивидуальным подбором кривой для каждой станции, а используем типовую

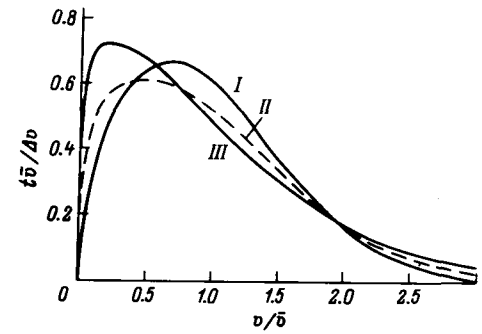


Рис. 3.15. Кривые относительной повторяемости скоростей ветра в районах европейского Севера.

I — побережье Баренцева моря, II – побережье Белого моря и северо-восточные районы, III – Хибины.

зависимость для целой группы станций, рассредоточенных на сотни километров. Из графических построений, представленных в приложении на рис. П. 3, следует, что сходимость аналитического и фактического распределений достаточно высокая. Математическая оценка сходимости, выполненная по известному критерию χ^2 Пирсона [3.25], дала вполне удовлетворительные результаты: вероятность $P(\chi^2)$ по большинству станций оказалась не ниже 0.8.

Для удобства практического использования зависимостей (3.30)–(3.32) в табл. П. 5 повторяемость скоростей ветра для каждого типа распределений приведена в виде таблиц. В них величина среднегодовой скорости $\bar{\upsilon}$ варьируется в пределах 3.0÷12.0 м/с с шагом 0.1 м/с, а повторяемость представлена по градациям с интервалом $\Delta\upsilon$ =1 м/с.

3.5. Распределение рабочих периодов и периодов простоя ВЭУ по длительности

При анализе возможностей использования энергии ветра наряду с рассмотренными выше данными о средних скоростях ветра и закономерностях повторяемости скоростей большое значение имеют данные о возможной длительности периодов работы ВЭУ и периодов простоя (энергетических затиший).

Под рабочим периодом T_p понимается период времени, в течение которого скорость ветра больше минимальной рабочей скорости $\upsilon_{min\,p}$, но меньше максимальной рабочей $\upsilon_{max\,p}$, определяемой из условия обеспечения безопасности работы ВЭУ. Под периодом простоя $T_{пр}$ понимается время, в течение которого скорость ветра меньше $\upsilon_{min\,p}$ или больше $\upsilon_{max\,p}$. Суммарное время работы и

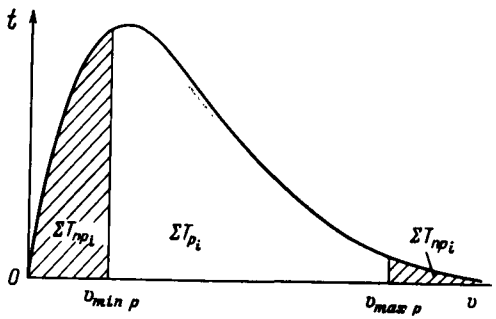


Рис. 3.16. Кривая повторяемости скоростей ветра.

простоя ВЭУ в течение года определяется через функцию повторяемости скоростей ветра $t(\upsilon)$ выражениями

$$\sum_{i=1}^{n_1} T_{p_i} = T\int_{\upsilon_{min\,p}}^{\upsilon_{max\,p}} t(\upsilon)\,d\upsilon,$$

$$\sum_{i=1}^{n_1} T_{пр_i} = \left[\int_{0}^{\upsilon_{min\,p}} t(\upsilon)\,d\upsilon + \int_{\upsilon_{max\,p}}^{\infty} t(\upsilon)\,d\upsilon\right], \qquad (3.33)$$

причем

$$\sum_{i=1}^{n_1} T_{p_i} + \sum_{i=1}^{n_1} T_{пр_i} = \sum_{i=1}^{n_1} T_{p_i} + \sum_{i=1}^{n_2} T_{пр_i} + \sum_{i=1}^{n_3} T_{пр_i} = T,$$

где $n_1 = n_2 + n_3$ – общее число рабочих периодов или периодов простоя ВЭУ за год; n_2 и n_3 – число периодов простоя соответственно при скорости ветра меньше $\upsilon_{min\,p}$ и больше $\upsilon_{max\,p}$; T – число часов в году.

Графически (рис. 3.16) $\sum_{i=1}^{n_1} T_{p_i}$ представляет собой площадь под кривой повторяемости скоростей ветра, ограниченную ординатами $\upsilon_{min\,p}$ и $\upsilon_{max\,p}$. Сумма крайних (отсеченных) площадей есть суммарное время простоя ВЭУ.

На рис. 3.17 и 3.18 в качестве примера приведены гистограммы повторяемости среднечасовых скоростей ветра в течение года и отдельных месяцев на ветроэнергетическом полигоне Кольского филиала АН СССР на побережье Баренцева моря в районе пос. Дальние Зеленцы. Гистограммы построены по результатам обработки 10-летних (1976-1987 гг.) непрерывных наблюдений за скоростью ветра на высоте 5 м от поверхности земли. Граничные скорости,

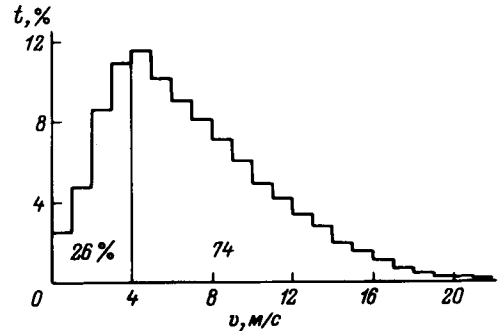


Рис. 3.17. Повторяемость среднечасовых скоростей ветра на ветроэнергетическом полигоне в пос. Дальние Зеленцы, по данным наблюдений за 1976-1987 гг.

Высота 5 м, средняя скорость ветра 7.1 м/с.

отделяющие время работы ВЭУ от времени простоя, приняты равными: $\upsilon_{min\,p}$=4 м/с, $\upsilon_{max\,p}$=30 м/с. В правой и левой частях гистограмм показаны значения $\sum_{i=1}^{n_1} T_{p_i}$ и $\sum_{i=1}^{n_1} T_{пр_i}$ в процентах.

Из рис. 3.17 следует, что суммарное время работы ВЭУ в году может составить 74% годового времени, время простоя – оставшиеся 26%. В зимние месяцы (рис. 3.18) с ростом интенсивности ветра эта пропорция изменяется в сторону увеличения рабочего времени до 85-91%, в летние – в сторону его уменьшения до 50-60%.

Для анализа перспектив использования энергии ветра и определения возможных режимов работы ВЭУ недостаточно иметь лишь суммарные оценки возможного времени работы и простоя ВЭУ. Желательно также знать, из каких периодов складывается это время, каково их распределение по длительности, насколько часто периоды работы могут сменяться периодами простоя, наконец, какова максимальная длительность простоя. Лучшими исходными данными для получения этих сведений являются материалы непрерывной записи скоростей ветра с помощью анеморумбографов.

На рис. 3.19 и 3.20 представлены результаты обработки тех же 10-летних непрерывных наблюдений за скоростью ветра на ветроэнергетическом полигоне Кольского филиала АН СССР. При обработке информации прежде всего определялись отдельные элементы T_{p_i} и $T_{пр_i}$. Группирование их по длительности (табл. П. 6) позволило выявить, из чего складывается суммарное время работы или простоя ВЭУ и какова вероятность появления элемента заданной длительности.

Правая часть графика на рис. 3.19, так же как и ранее на рис. 3.17, представляет собой суммарное время работы ВЭУ в течение года (74% годового времени). Около 75% этого времени приходится на периоды длительностью более суток, в том числе 40% –

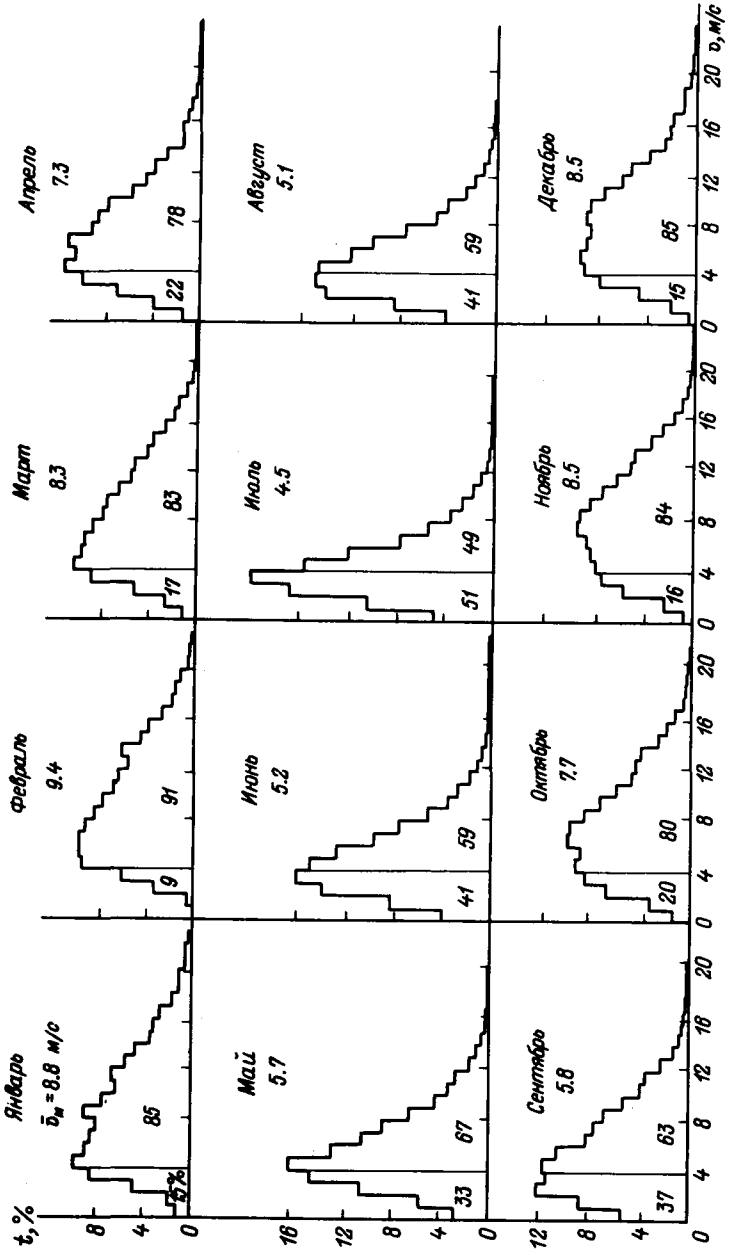


Рис. 3.18. Повторяемость среднечасовых скоростей ветра на ветрополигоне в пос. Дальние Зеленцы в различные месяцы года.

Данные 1976–1987 гг., высота 5 м.

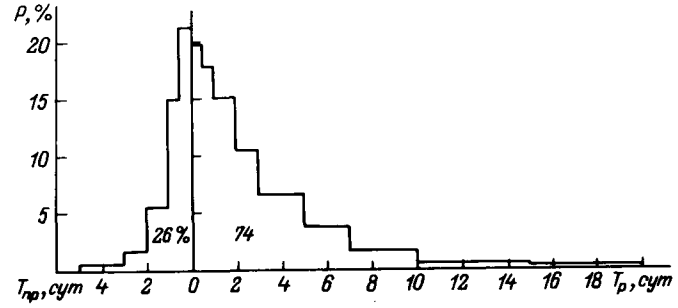


Рис. 3.19. Распределение периодов работы $T_р$ и периодов простоя $T_{пр}$ ВЭУ по длительности в течение года.

Ветрополигон в пос. Дальние Зеленцы, период наблюдений 10 лет, средняя скорость ветра $\bar{\upsilon}$ =7.1 м/с.

более 3 сут. В левой части графика – суммарное время простоя ВЭУ. Около 70% этого времени приходится на периоды длительностью менее суток, в том числе 41% – менее 12 ч. Максимальная длительность затишья зафиксирована в летнее время и составила 123 ч (около 5 сут).

Анализ аналогичных данных по отдельным месяцам года (рис. 3.20) показывает, что в зимнее время длительность рабочих периодов возрастает, а периодов простоя падает. Так, в декабре–феврале 85÷90% рабочего времени приходится на периоды длительностью более суток, 55÷70% – более 3 сут, а около 40% – более 5 сут. Периоды простоя ВЭУ на 70–90% складываются из периодов менее 1 сут, в том числе 60÷65% – менее полусуток.

В ходе обработки исходной информации были вычислены средние значения длительности рабочих периодов $\bar{T}_р$ и периодов простоя $\bar{T}_{пр}$ по каждому отдельному месяцу:

$$\bar{T}_р = \frac{\sum_{i=1}^{n_м} T_{р_i}}{n_м}, \quad \bar{T}_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^{n_м} T_{пр_i}}{n_м}, \qquad (3.34)$$

где $n_м$ – число рабочих периодов или периодов простоя за данный месяц.

Выполненные расчеты позволили установить связь средней длительности рассматриваемых элементов от среднемесячной скорости ветра $\bar{\upsilon}_м$. При построении графиков (рис. 3.21, а, б) использованы также данные непрерывных наблюдений за 1969 г. по трем метеостанциям (Мурманск, Кола и Пулозеро), позволившие охватить диапазон малых среднемесячных скоростей ветра. Из рис. 3.21, а, б следует, что при скоростях ветра 8÷11 м/с (зимние месяцы) длитель-

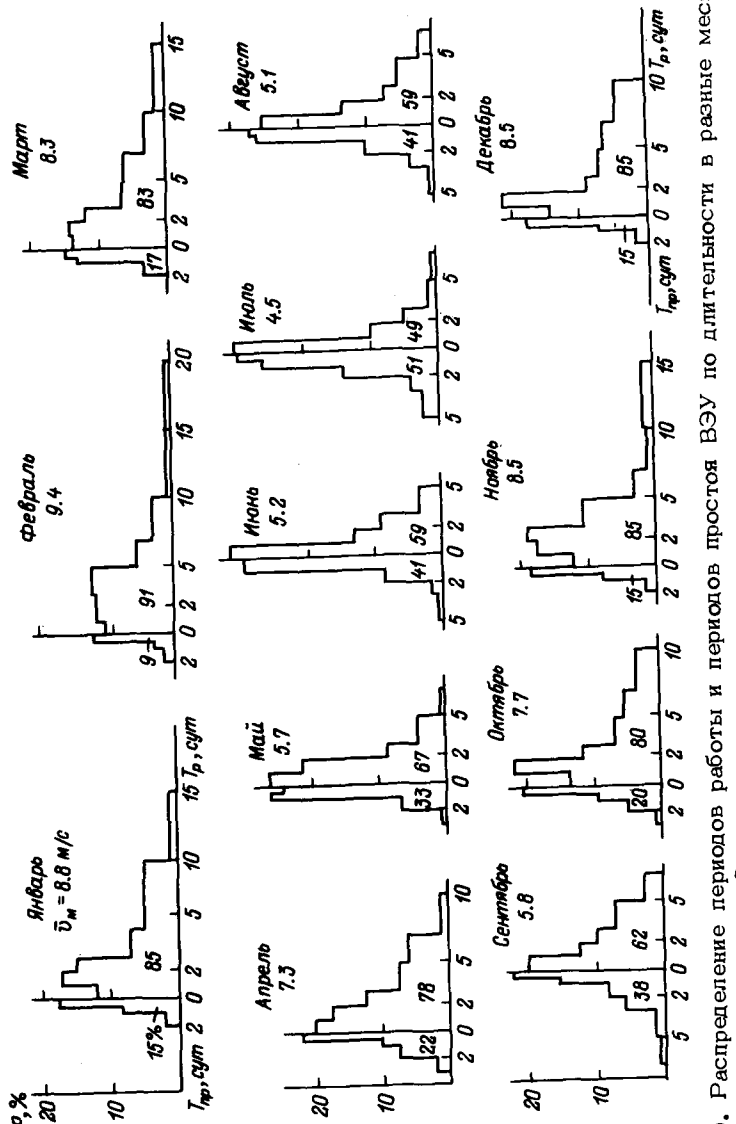


Рис. 3.20. Распределение периодов работы и периодов простоя ВЭУ по длительности в разные месяцы года. Ветрополигон в пос. Дальние Зеленцы.

Период наблюдений 10 лет.

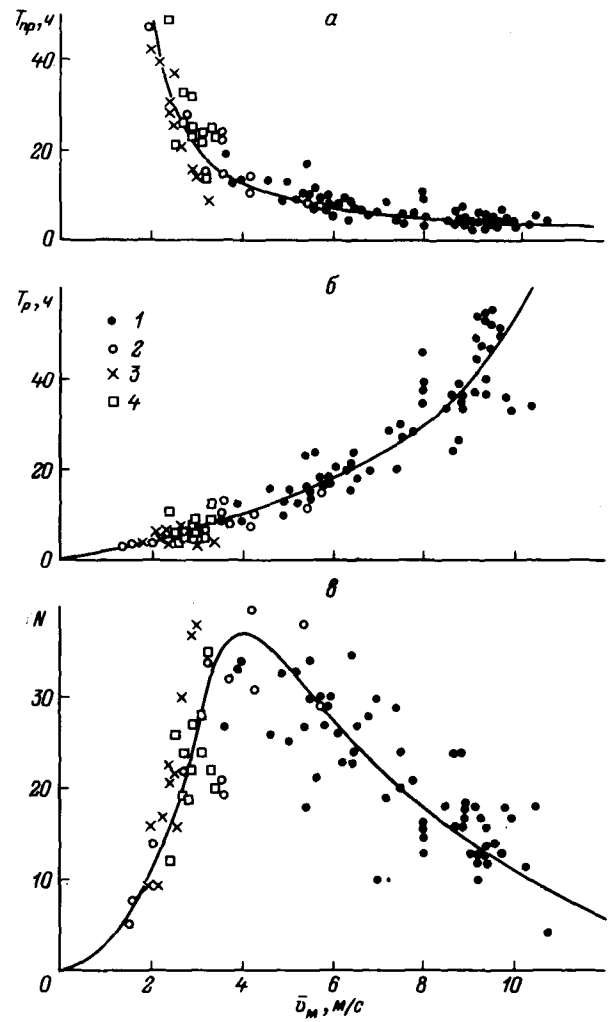


Рис. 3.21. Зависимость средней длительности периодов простоя $T_{пр}$ (а), периодов работы $T_р$ (б) ВЭУ и числа чередований этих периодов N (в) от среднемесячной скорости ветра $\bar{v}$.

1 – пос. Дальние Зеленцы, 2 – Мурманск, 3 – Кола, 4 – Пулозеро.

ность простоя ВЭУ составляет в среднем лишь 4÷6 ч, а длительность работы – 30÷60 ч и более. В летнее время ($\bar{v}_м$=4÷5 м/с) средняя длительность рассматриваемых периодов примерно одинакова – 10÷15 ч.

Определенный интерес представляют данные о числе чередований элементов $T_{р_i}$ и $T_{пр_i}$ в течение месяца. Из рис. 3.21, в следует,

что максимум числа чередований рабочих периодов и периодов простоя приходится на месяцы со средней скоростью ветра около 4 м/с. Именно в эти месяцы текущее значение скорости чаще всего переходит через принятую границу $v_{min\,p}$, разделяющую элементы T_{pi} и T_{np_i}. При меньших среднемесячных скоростях преобладают ветровые затишья, при больших – периоды работы ВЭУ. В зимние месяцы ($\bar{v}_м$=8÷11 м/с) на побережье Баренцева моря число чередований составляет в среднем около 15, в летние – до 30–40.

3.6. Максимальные скорости ветра

Сведения о максимальных скоростях ветра являются важной составной частью ветроэнергетического кадастра. Они необходимы для выполнения расчетов на прочность отдельных узлов и элементов ВЭУ (башня, лопасти, устройство ориентации ветроколеса на ветер и др.). Неправильный учет данных о максимальных скоростях может привести либо к излишнему запасу прочности и утяжелению конструкции ВЭУ там, где в этом нет необходимости, либо, наоборот, к созданию установок недостаточной прочности, следствием чего в районах с сильными ветрами могут быть их поломки и разрушение. К сожалению, подобные случаи имели место как в практике нашей страны, так и за рубежом. Поэтому определение и правильное использование данных о максимальных скоростях ветра имеют весьма важное значение.

Понятие максимальной скорости ветра на первый взгляд кажется простым – это наибольшая скорость ветра, которая может наблюдаться в данном районе. Однако необходимо отметить, что максимальная скорость – величина вероятностная, она базируется на результатах наблюдений за прошлое время и представляет собой по сути прогноз на будущее. В прикладной климатологии о максимальной скорости ветра принято говорить как о скорости, возможной один раз в заданное число лет. Основным источником исходной информации для получения данных о максимальных скоростях ветра являются многолетние наблюдения на метеорологических станциях, долгое время проводившихся по флюгеру Вильда, а последние годы – с помощью более совершенных электромеханических анемометрических приборов. В расчетах по определению максимальных скоростей ветра большое значение наряду с длительностью привлекаемых рядов наблюдений имеет правильный учет методов производства наблюдений, периодов усреднения скорости и порывов ветра, открытости на местности, высоты над поверхностью земли и других факторов.

3.6.1. Данные флюгерных наблюдений

Ветровая нагрузка, воздействующая на элемент конструкции, пропорциональна скоростному напору ветра. Нормативный скоростной

напор $q_н$, используемый в строительных нормах и правилах, определяется через кинетическую энергию ветрового потока, согласно выражению

$$q_н = \frac{1}{2}\rho v^2_{н\,max}, \qquad (3.35)$$

где ρ – плотность воздуха; $v_{н\,max}$ – нормативная максимальная скорость ветра, возможная один раз в заданное число лет.

Известно несколько методов обработки материалов флюгерных наблюдений и определения нормативных максимальных скоростей ветра $v_{н\,max}$ (см., например, [3.32–3.36]). В США находит применение метод, основанный на использовании годовых максимумов скоростей. В нашей стране во ВНИИ электроэнергетики [3.34] предложен метод, основанный на использовании месячных максимумов скоростей ветра. В работах Л.Б. Гарцмана [3.35, 3.36] предложено отсекать крайние участки гистограмм повторяемостей ветра и аппроксимировать их уравнением Пуассона, известным под названием закона редких событий.

Наибольшее распространение у нас в стране получил метод, предложенный Л.Е. Анапольской и Л.С. Гандиным [3.32], использующий всю совокупность наблюдений за многолетний период. Для определения нормативной максимальной скорости ветра $v_{н\,max}$ строится интегральная кривая повторяемости скоростей, которая аппроксимируется аналитической функцией

$$F(v) = \exp\left[-\left(\frac{v}{\beta}\right)^{\gamma}\right], \qquad (3.36)$$

где $F(v)$ – вероятность того, что скорость ветра достигнет или превзойдет величину v; β и γ – параметры, зависящие от режима ветра.

Двойное логарифмирование $F(v)$ приводит к выражению

$$\ln\left[-\ln F(v)\right] = \gamma\left(\ln v - \ln\beta\right). \qquad (3.37)$$

Если распределение повторяемостей скоростей ветра аппроксимируется функцией (3.36), то точки, соответствующие значениям v и $F(v)$, нанесенные на номограмму с координатами $\ln v$ и $\ln\left[\ln 1/F(v)\right]$, ложатся на прямую линию, которая может быть проэкстраполирована в сторону редко наблюдаемых больших скоростей.

Для перехода от интегральной повторяемости к периоду повторения используется соотношение

$$F(v) = \frac{1}{NT}, \qquad (3.38)$$

где T – число лет, за которое скорость ветра, равная или превосходящая величину v, наблюдалась один раз; N – число наблюдений в течение года.

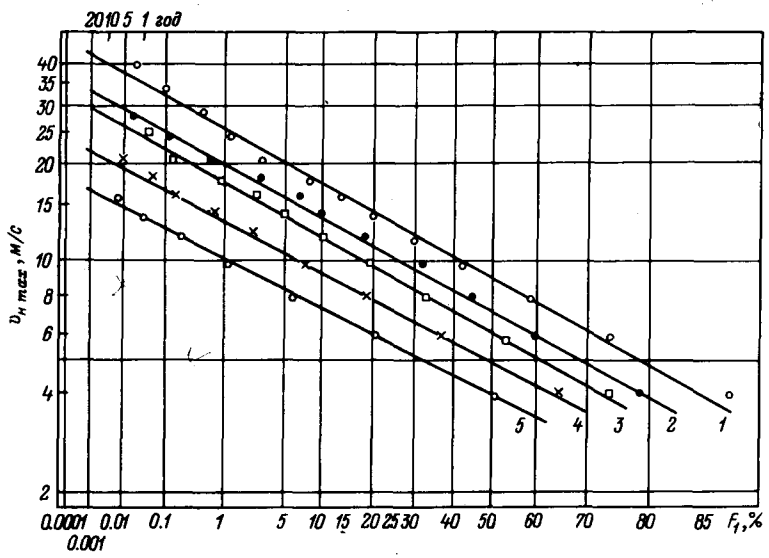


Рис. 3.22. Интегральные кривые повторяемости скоростей ветра.

1 – о. Харлов, 2 – Дальние Зеленцы, 3 – Варандей, 4 – Мурманск, 5 – Архангельск.

При использовании 8–срочных наблюдений N=2922. Тогда интегральная повторяемость скорости, возможной один раз в год, будет равна F_1 =0.034%. Приняв T=5, 10 и 20 лет, получим соответствующие значения интегральной повторяемости равными 0.0068, 0.0034 и 0.0017%. По этим значениям повторяемостей с интегральной кривой, нанесенной на номограмму, легко снимаются расчетные значения $v_{н\,max}$. Пример построения кривых интегральной повторяемости $F(v)$ для пяти метеостанций (о. Харлов, Дальние Зеленцы, Варандей, Мурманск, Архангельск) приведен на рис. 3.22.

При использовании результатов флюгерных наблюдений необходимо иметь в виду, что скорость ветра осредняется за 2–минутный интервал времени. При районировании территории по ветровому напору Госстроем СССР вводится поправочный коэффициент [3.16, 3.37]

$$\alpha = 0.75 + \frac{5}{v_{н\,max}} . \qquad (3.39)$$

Поправка вводится только применительно к скоростям ветра более 20 м/с, т.е. $\alpha \leq 1$. Необходимость введения поправки обусловлена, как отмечается в целом ряде работ климатологов [3.15, 3.16, 3.38–3.41], завышением больших скоростей при наблюдениях по флюгеру. Это завышение объясняется тем, что наблюдатель при сильных ветрах фиксирует скорее всего среднюю скорость в порывах ветра, а не скорость, усредненную за 2–минутный интервал времени.

С учетом поправки выражение для нормативной скорости ветра примет вид

$$v'_{н\,max} = \alpha\, v_{н\,max} . \qquad (3.40)$$

В табл. П. 7 приведены значения максимальных нормативных скоростей ветра по метеостанциям европейского Севера, вычисленные по формуле (3.40). Из таблицы следует, что наибольшие скорости ветра на территории европейского Севера можно ожидать на северном побережье Кольского полуострова и в Хибинах. При 2–минутном интервале осреднения флюгерных наблюдений их величина может достигать 36÷38 м/с. В кратковременных порывах скорости ветра могут быть выше. Подробнее этот вопрос рассмотрен ниже в разделе 3.6.3.

3.6.2. Максимальные скорости ветра на высоте до 100 м

Для расчета ветровых нагрузок, воздействующих на крупные ВЭУ с диаметром ветроколеса 50÷90 м, сведений о максимальных скоростях ветра только на высоте флюгера оказывается недостаточно. Необходимо иметь данные о вертикальном профиле ветра и максимальных скоростях на высотах до 100 м и более.

В разделе 3.2.3 отмечалось, что для описания вертикального профиля скоростей ветра широкое применение находит степенная зависимость (3.11). Показатель степени m этой зависимости с усилением ветра уменьшается. При скоростях 10÷15 м/с он принимает значения 0.10÷0.08 и имеет тенденцию к дальнейшему уменьшению. В работе [3.16] приводятся данные по нескольким метеостанциям (Мурманск, о. Диксон, Тикси, Воейково и др.), свидетельствующие о том, что при скоростях 18÷25 м/с и более показатель m стремится к нулю и даже может принимать отрицательные значения. Т.е. с усилением ветра у поверхности земли происходит выравнивание скоростей в приземном слое, а в отдельных случаях даже ослабление ветра с высотой. В той же работе [3.16] дается анализ наблюдений, выполненных на аэрологических станциях страны, в том числе на расположенных в северных районах. Указывается, что если исходить не из скорости ветра на высоте флюгера, а из скорости, наблюдаемой на верхнем уровне рассматриваемого приземного слоя, то чем больше эта скорость, тем больше вертикальный градиент скоростей. И при сильном ветре на высоте у поверхности земли могут наблюдаться сравнительно низкие скорости. Возрастание скорости на верхнем уровне приводит к увеличению показателя m степенной функции до 0.4.

В табл. 3.2 приведены данные о максимальных скоростях ветра на высоте 100 м в районах европейского Севера и смежных районах, заимствованные из работы [3.16]. Как следует из таблицы, наибольшие скорости наблюдаются на арктическом побережье страны

Таблица 3.2.

Максимальные скорости ветра на высоте 100 м в отдельных пунктах европейского Севера и и соседних районов, возможные один раз в заданное число лет, м/с

Метеостанция	Число лет			
	1	5	10	20
Архангельск	21	25	28	30
Мурманск	22	29	34	38
Кемь	21	27	30	33
Кандалакша	20	26	29	32
Нарьян-Мар	21	26	28	31
Петрозаводск	22	27	29	32
Сортавала	20	26	29	32
Сыктывкар	19	21	22	25
Печора	18	21	22	24
Салехард	20	23	24	26
Игарка	21	27	31	35
О. Диксон	31	40	43	48
Мыс Челюскин	28	37	42	48

(о. Диксин, мыс Челюскин). Здесь один раз в 10 лет может наблюдаться скорость ветра 43 м/с, а раз в 20 лет – 48 м/с.

3.6.3. Максимальные скорости в порывах ветра

Порывы ветра являются метеорологическим фактором, вызывающим динамические воздействия на высокие конструкции и протяженные в плане сооружения. Данные о максимальных порывах служат основой для вычисления статической добавки к скоростному напору ветра. Круг объектов, для которых рассчитываются динамические воздействия, включает в себя радио- и телемачты, дымовые трубы, опоры ЛЭП и другие сооружения. К ним относятся и крупные ВЭУ, высота которых может достигать 100 м и более.

Показателем порывистости ветра является коэффициент порывистости, определяемый отношением

$$k_{пор} = \frac{v_{\Delta\tau\, max}}{v_\tau}, \qquad (3.41)$$

где $v_{\Delta\tau\, max}$ – скорость ветра в максимальном порыве, усредненная за время $\Delta\tau$; v_τ – скорость ветра, усредненная за более длительный промежуток времени τ, причем $\Delta\tau \ll \tau$ и интервал $\Delta\tau$ всегда лежит внутри периода времени τ.

Если, например, взять за основу τ=2 мин, что соответствует периоду усреднения скорости при производстве флюгерных наблюдений, то с использованием (3.40) для максимальной скорости ветра в порыве можно записать

$$v_{max} = k_{пор}\, \alpha\, v_{н\, max}. \qquad (3.42)$$

Коэффициент порывистости ветра зависит от ряда факторов, основными из которых являются:

- интервалы осреднения максимального порыва $\Delta\tau$ и средней скорости τ,
- средняя скорость ветра v_τ,
- высота от поверхности земли H,
- шероховатость подстилающей поверхности h_0,
- температурная стратификация атмосферы.

Обратимся к определению коэффициента порывистости и выявлению его зависимости от перечисленных факторов.

Поскольку площадки для сооружения ВЭУ выбираются предпочтительно на открытых местах, а наиболее опасным в их работе является режим высоких скоростей, то основное внимание уделим анализу численных значений коэффициента порывистости именно в условиях сильного ветра и высокого класса открытости местности.

Коэффициент порывистости ветра может быть представлен через максимальную пульсацию скорости выражением

$$k_{пор} = \frac{v_\tau + \Delta v_{max}}{v_\tau} = 1 + \frac{\Delta v_{max}}{v_\tau}, \qquad (3.43)$$

и задача по определению коэффициента порывистости сведется к вычислению максимальной пульсации внутри рассматриваемых периодов.

В работах [3.14, 3.42, 3.43] отмечается, что распределение пульсаций скорости ветра относительно среднего значения довольно близко следует нормальному закону. Правомерность этого положения усиливается с ростом скорости ветра и класса открытости местности [3.14]. На основании нормального закона распределения для максимальной пульсации скорости ветра можно записать

$$\Delta v_{max} = M \sigma_{\Delta v}, \qquad (3.44)$$

где $\sigma_{\Delta v}$ – среднеквадратическая пульсация скорости; M – число „сигм".

При M=2, согласно таблицам нормального распределения [3.25], максимальная пульсация Δv_{max} имеет обеспеченность 5%.

Через интервалы усреднения скорости $\Delta\tau$ и τ эта же обеспеченность определится отношением $2\Delta\tau/\tau$, где удвоение интервала усреднения пульсации означает, что каждой положительной пульсации Δv_{max} соответствует такая же отрицательная пульсация $\sqrt{\Delta v_{max}}$. Т.е. при M=2 получаем

$$\frac{2\Delta\tau}{\tau} = 0.05.$$

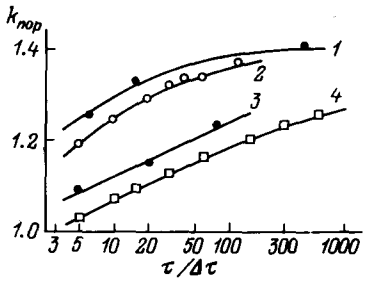


Рис. 3.23. Зависимость коэффициента порывистости $k_{пор}$ от отношения интервалов усреднения средней скорости τ и порыва $\Delta\tau$.

1 – Дальние Зеленцы, τ =1 ч, $\Delta\tau \geqslant$ $\geqslant$7.5 с, v_τ =7.1 м/с, h =15 м; 2 – Кардингтон, τ =10 мин, $\Delta\tau \geqslant$ $\geqslant$5 с, h =15 м; 3 – Дальние Зеленцы, τ =10 мин, $\Delta\tau \geqslant$7.5 с, v_τ = =14.8 м/с, h =15 м; 4 – Флево, τ =10 мин, $\Delta\tau \geqslant$1 с, v_τ =11.5 м/с, h =8 м.

Легко видеть, что если $\Delta\tau$=3 с (именно такой интервал усреднения порыва принят в строительных нормах и правилах), то 5-процентную обеспеченность имеет порыв, выбранный из периода наблюдений τ =2 мин, принятого при производстве флюгерных наблюдений.

При M=2.5 обеспеченность максимальной пульсации составляет 1%. Такова обеспеченность 3-секундного порыва внутри 10-минутного интервала усреднения скорости. При M=3 обеспеченность порыва – 0.27%, что соответствует, например, 5-секундному порыву внутри часового периода осреднения скорости.

В дальнейших расчетах по определению порывистости ветра будем пользоваться величиной M=2.5, рекомендуемой „Строительными нормами и правилами". При этом следует учитывать фактическое соотношение интервалов усреднения порыва и средней скорости, что важно при сопоставлении исследований, выполненных с различными $\Delta\tau$ и τ.

Зависимость коэффициента порывистости от $\Delta\tau$ и τ. На рис. 3.23 показана его зависимость от числа разбиений $\tau/\Delta\tau$. Представленные кривые получены разными авторами в СССР и за рубежом. Кривые 1 и 3 построены по результатам наших наблюдений на ветроэнергетическом полигоне пос. Дальние Зеленцы на побережье Баренцева моря. Минимальный интервал осреднения скорости ветра в порыве составлял 7.5 с. Кривая 2 получена по результатам наблюдений Джиблета в Кардингтоне (Англия) в условиях открытой местности при интервале усреднения порыва 5 с и более. Эти данные нами заимствованы из работы И.Д. Андреева [3.42]. Наконец, кривая 4 отражает результаты наблюдений Виринги, выполненных на озере Флево (Финляндия). Эти данные, взятые из работы М.М. Борисенко [3.15], отражают изменение коэффициента порывистости над водной поверхностью. Минимальный интервал усреднения скорости ветра в порыве составлял 1 с. Представленные кривые показывают, что с увеличением отношения $\tau/\Delta\tau$ коэффициент порывистости возрастает. Однако это возрастание имеет свой предел, что хорошо видно по кривым 1 и 2.

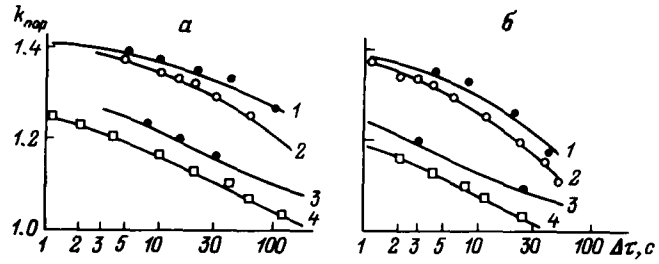


Рис. 3.24. Зависимость коэффициента порывистости $k_{пор}$ от интервала усреднения порыва при τ=10 мин (а) и 2 мин (б).

Обозначения кривых те же, что на рис. 3.23.

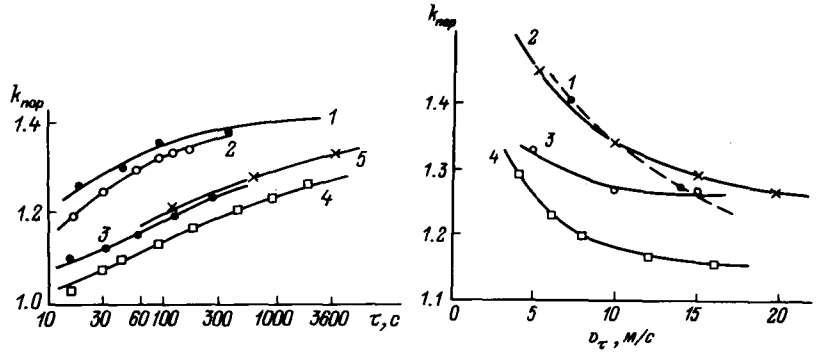


Рис. 3.25. Зависимость коэффициента порывистости $k_{пор}$ от интервала усреднения средней скорости при $\Delta\tau$=3 с.

Обозначения кривых 1–4 те же, что на рис. 3.23; 5 – аэродром Куопио. v_τ =14 м/с, h =25 м.

Рис. 3.26. Зависимость коэффициента порывистости $k_{пор}$ от скорости ветра v_τ.

1 – Дальние Зеленцы, 2 – Финский залив [3.42], 3 – Каспийское море [3.39], 4 – Уайт Сэндс (США) [3.14].

Данные, приведенные на рис. 3.23, позволили построить зависимости, определяющие связь коэффициента порывистости непосредственно с интервалом усреднения порыва $\Delta\tau$ (рис. 3.24) и с интервалом усреднения средней скорости τ (рис. 3.25). Из представленных графиков следует, что при заданном τ увеличение $\Delta\tau$ ведет к снижению коэффициента порывистости. И наоборот, при фиксированном $\Delta\tau$ увеличение τ ведет к возрастанию этого коэффициента. Приведенные на рис. 3.25 дополнительные данные, полученные Рис-

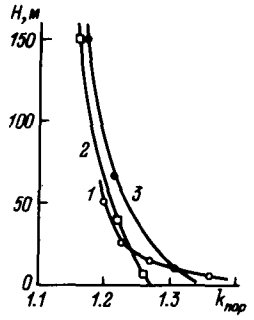


Рис. 3.27. Зависимость коэффициента порывистости $k_{пор}$ от высоты H.

1 – Каспийское море [3.39], 2 – Уайт Сэндс [3.14], 3 – Сале (Австралия) [3.15].

саненом на аэродроме Куопио (Финляндия) [3.14], хорошо согласуются с нашими данными, полученными на ветрополигоне пос. Дальние Зеленцы.

Зависимость коэффициента порывистости от средней скорости v_z. В работах [3.14, 3.15, 3.42–3.45] показано, что с увеличением скорости ветра значение коэффициента порывистости уменьшается. Как следует из рис. 3.26, это уменьшение идет довольно быстро в области низких скоростей, затем оно замедляется, а при скоростях ветра 15 м/с и выше практически прекращается. Таким образом, можно считать, что в области высоких скоростей ветра коэффициент порывистости остается постоянным.

Зависимость коэффициента порывистости от высоты. Этот вопрос достаточно глубоко освещен в обзорных работах М.М. Борисенко [3.14, 3.15], в которых по материалам отечественных и зарубежных исследований на высотных мачтах автором приведены вертикальные профили коэффициента порывистости для различных условий открытости на местности. На рис. 3.27 представлены кривые изменения коэффициента порывистости с высотой для условий высокого класса открытости (травянистая равнина, побережье крупного водоема). В этих или близких к ним условиях обычно стремятся располагать ВЭУ. Как следует из рисунка, с увеличением высоты коэффициент порывистости уменьшается. Это уменьшение наиболее существенно в нижнем приземном слое толщиной до 50 м. В более высоких слоях ветровой поток ровнее и изменения коэффициента порывистости незначительны.

Подводя итог рассмотрению порывистости ветра, можно отметить, что при сильном ветре (20 м/с и более) в условиях открытой местности коэффициент порывистости может равняться 1.2÷1.3 на высоте флюгера и 1.15÷1.20 на высоте около 100 м. С учетом этого максимальные скорости ветра в порыве ($\Delta\tau$=3 с), возможные один раз в 10 лет, составят 48÷50 м/с во всем диапазоне высот – от 10 до 100 м. Эти цифры относятся к наиболее ветреным районам севера европейской части СССР – побережью Баренцева моря и Хибинам.

3.7. Удельные мощность и энергия ветрового потока

Мощность ветрового потока P, протекающего со скоростью v через поперечное сечение F, определяется известным выражением

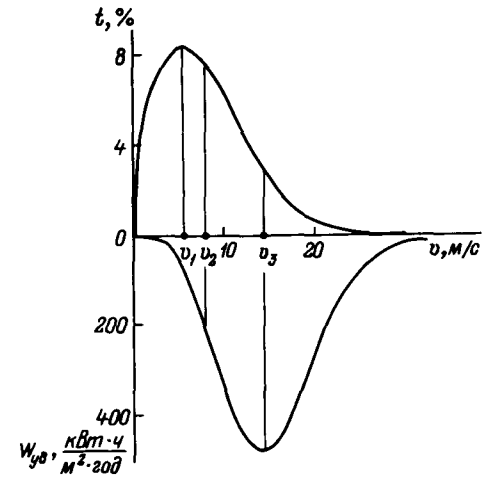


Рис. 3.28. Повторяемость скоростей ветра t и распределение годовой удельной энергии ветра $W_{уд}$ на побережье Баренцева моря при $\bar{v}$ =8 м/с.

v_1 – наиболее часто наблюдаемая скорость; v_2 – средняя скорость ветра; v_3 – скорость, обеспечивающая наибольший вклад в годовую выработку энергии.

$$P = \rho F \frac{v^2}{2}, \qquad (3.45)$$

где ρ – плотность воздуха, кг/м^3.

Удельная мощность ветра, приходящаяся на единицу площади поперечного сечения, равна

$$P_{уд} = \frac{1}{2} \rho v^3. \qquad (3.46)$$

Среднегодовая удельная энергия ветра $W_{уд}$ (энергия, протекающая за год через 1 м^2 поперечного сечения) зависит от повторяемости скоростей ветра, т.е. от того, какую долю годового времени t_i дул ветер с той или иной скоростью v_i, и определяется выражением

$$W_{уд} = \sum_{i=1}^{z} P_{уд_i} t_i = \frac{1}{2} \rho T \sum_{i=1}^{z} t_i v_i^3,$$

где T=8760 – число часов в году, z – число градаций скорости ветра.

На рис. 3.28 в качестве примера показано, как формируется годовая сумма удельной энергии ветра (площадь под кривой $W_{уд}$) в ветровых условиях побережья Баренцева моря при среднегодовой скорости ветра $\bar{v}$ =8 м/с. Из-за кубической зависимости мощности от скорости ветра наибольший вклад дают не наиболее часто набло-

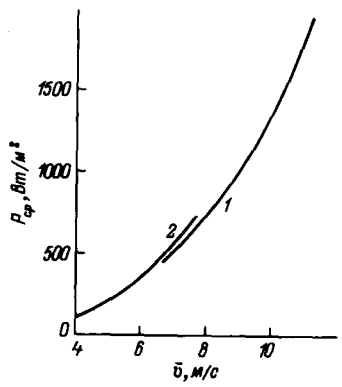


Рис. 3.29. Зависимость среднегодовой удельной мощности ветра $P_{ср}$ от среднегодовой скорости $\bar{v}$ для прибрежных районов Баренцева (1) и Белого (2) морей.

даемые и даже не средние скорости ветра, а скорости, превышающие последние в 1.7–1.9 раза.

Располагая данными о среднегодовых скоростях ветра (рис. 3.8), его вертикальном профиле (рис. 3.9 и 3.10), а также о повторяемости скоростей ветра (см. выражения (3.30)–(3.32) и табл. П. 5), можно дать энергетическую характеристику ветрового потока в любом пункте севера европейской части СССР на любой высоте. Эта характеристика может быть представлена среднегодовой мощностью ветра

$$P_{ср} = \frac{W_{уд}}{T}. \qquad (3.48)$$

На рис. 3.29 приведена зависимость среднегодовой мощности ветра от среднегодовой скорости, построенная с использованием выражений (3.30) и (3.31). Она позволяет с помощью рис. 3.9 и 3.10 перейти от карты распределения среднегодовой скорости ветра на высоте 10 м (рис. 3.8) к карте распределения среднегодовой удельной мощности ветра на интересующем высотном уровне. Результаты построения такой карты для высоты 70 м (рис. 3.30) показывают, что среднегодовая мощность ветра в прибрежных районах европейского Севера достигает 1000÷1500 Вт/м^2. Это в 2.0–2.5 раза выше, чем на тихоокеанском побережье в Калифорнии [1.10], где в настоящее время ведется крупномасштабное использование ветровой энергии.

3.8. Ветроэнергетические ресурсы

При оценке энергетических ресурсов обычно рассматривают потенциальные, технические и экономические ресурсы.

Потенциальные ветроэнергоресурсы – это суммарная энергия движения воздушных масс, перемещающихся над данной территорией. Потенциальные ресурсы необычайно велики, однако практически может быть использована лишь незначительная их часть.

Рис. 3.30. Среднегодовая удельная мощность ветра (Вт/м^2) на высоте 70 м над открытой местностью.

Под техническими ветроэнергоресурсами понимается та часть потенциальных ресурсов, которая может быть использована с помощью имеющихся в настоящее время технических средств.

Существующий уровень развития техники позволяет использовать энергию ветра с помощью отдельно стоящих ВЭУ. В основном это крыльчатые ВЭУ с горизонтальной осью вращения ветроколеса. Для оценки эффективности работы ВЭУ обратимся к кривой распределения удельной мощности ветра (рис. 3.31). Площадь под кривой 1 представляет собой годовую удельную энергию ветра, приходящуюся на 1 м^2 поперечного сечения. Согласно теории идеального ветроколеса, разработанной Н.Е. Жуковским, в полезную работу может быть преобразована только часть энергии, проходящей через сечение ветроколеса, которая, как отмечалось, оценивается коэффициентом использования энергии ветра ξ_{max}=0.593. В настоящее время у лучших образцов отечественных и зарубежных ветроколес ξ достигает значений 0.45÷0.48 [3.28]. Площадь под кривой 2 представляет собой ту часть ветровой энергии, которая может быть использована ветроколесом с данным ξ.

Как показывает практика, существующими конструкциями ВЭУ полностью используется не весь диапазон скоростей ветра. На рис. 3.32 пунктирная кривая соответствует мощности, теоретически развиваемой ветроколесом с учетом коэффициента ξ. В действительности при скоростях ветра ниже минимальной рабочей $v_{min\,n}$ мощности ветроколеса не хватает даже на преодоление сил трения в узлах ВЭУ. В диапазоне скоростей от $v_{min\,p}$ до расчетной скорости v_p, при которой ВЭУ развивает номинальную мощность $N_н$, использование энергии ветра осуществляется наиболее полно. При дальнейшем усилении ветра вплоть до максимальной рабочей скорости $v_{max\,p}$ мощность ВЭУ поддерживается на постоянном уровне благодаря работе регулирующих устройств. Доля полезно используемой ветровой энергии при этом снижается. Наконец, при скоростях ветра выше $v_{max\,p}$ его энергия не используется вообще, так как во избежание поломки ВЭУ выводится из работы.

На рис. 3.31 вертикальными линиями показаны сечения, соответствующие скоростям ветра $v_{min\,p}$, v_p и $v_{max\,p}$. Площадь под кривыми 3 и 4 (заштрихованная область) представляет собой годовую удельную выработку ВЭУ. Участок τ_1 на горизонтальной оси соответствует суммарному времени работы ВЭУ, τ_2 – времени работы с установленной мощностью.

Мощность единичной ВЭУ в киловаттах определяется выражением [3.28]

$$N_0 = 4.81 \cdot 10^{-4} D^2 v_p^3 \xi \eta_p \eta_г , \qquad (3.49)$$

где D – диаметр ветроколеса, м; v_p – расчетная скорость ветра, м/с; η_p и $\eta_г$ – КПД редуктора и генератора.

Для исключения взаимного влияния ВЭУ друг на друга они должны располагаться на определенном расстоянии. По данным [1.6,

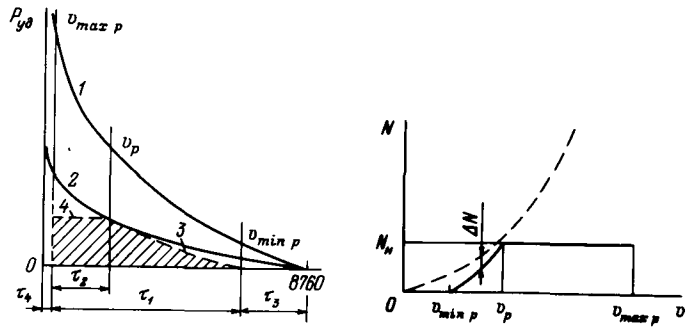


Рис. 3.31. Теоретическое распределение удельной мощности ветра (1), удельной мощности на валу ветроколеса (2) и фактическое распределение удельной мощности ВЭУ (3, 4).

τ_1 – время работы ВЭУ, в том числе τ_2 – с установленной мощностью; τ_3 и τ_4 – нерабочие периоды соответственно со слабым и очень сильным ветром. $v_{min\,p}$, v_p, $v_{max\,p}$ – минимальная, расчетная и максимальная рабочие скорости ветра.

Рис. 3.32. Зависимость мощности ВЭУ N от скорости ветра v.

Пунктир – теоретическая кривая мощности на валу ветроколеса ВЭУ. ΔN – потери мощности ВЭУ.

1.7, 1.9, 3.46], оно составляет около 10 диаметров ветроколеса. Тогда для суммарной установленной мощности ветроустановок, приходящейся на 1 км^2 земной поверхности, можно записать

$$N_1 = N_0 \left(\frac{1000}{10D}\right)^2 , \qquad (3.50)$$

где $10D$ – минимальное расстояние между ВЭУ.

С учетом (3.49) будем иметь

$$N_1 = 4.81 v_p^3 \xi \eta_p \eta_г . \qquad (3.51)$$

Отсюда следует, что суммарная установленная мощность ВЭУ, размещенных на единице площади, не зависит от диаметра ветроколеса, а определяется расчетной скоростью ветра v_p и техническим совершенством ветроустановок (параметры ξ, η_p, $\eta_г$).

Принимая ξ=0.45, η_p=0.9, $\eta_г$=0.95, для текущего значения мощности получим

$$N_{1i} = 1.85 v_i^3 . \qquad (3.52)$$

Годовая выработка энергии с 1 км^2 территории определится выражением

$$Q_1 = T\int_{\upsilon_{min\,p}}^{\upsilon_{max\,p}} N_1(\upsilon)\,t(\upsilon)\,d\upsilon. \qquad (3.53)$$

Используя (3.52) и заменяя операцию интегрирования простым суммированием, будем иметь

$$Q = 1.85\,T\left(\sum_{\upsilon_{min\,p}}^{\upsilon_p} t_i \upsilon_i^3 + \upsilon_p^3 \sum_{\upsilon_p}^{\upsilon_{max\,p}} t_i\right). \qquad (3.54)$$

Произведение Q_1 на площадь рассматриваемой зоны даст значение ее технических ветроэнергоресурсов.

Число часов использования в году установленной мощности ветроустановок определится выражением

$$h_{ВЭУ}^{max} = \frac{Q_1}{N_1}. \qquad (3.55)$$

Результаты расчета технических ветроэнергоресурсов севера европейской части СССР представлены в табл. 3.3. Расчеты выполнялись по зонам. Разбивка на зоны производилась в соответствии с уровнем средних многолетних скоростей ветра на высоте 10 м (рис. 3.8). В первую зону отнесены районы, скорости ветра в которых превышают 8 м/с, во второй они составляют 7÷8 м/с, в третьей – 6.7 м/с, в четвертой – 5÷6 м/с, в пятой – 4÷5 м/с. Технические ветроэнергоресурсы определены для приземного слоя воздуха толщиной 100 м и охватывают только районы со среднегодовой скоростью ветра на высоте 10 м свыше 4 м/с, где крупномасштабное использование ветровой энергии представляется наиболее перспективным. Предполагалось, что ось ветроколеса ВЭУ располагается на высоте 7 м от поверхности земли. Величина расчетной скорости ветра υ_p принималась равной 1.55÷1.60 от среднегодовой, что обеспечивает 300 ч использования в году установленной мощности ВЭУ.

Технические ветроэнергоресурсы составляют всего около 0.0005% от потенциальных. Тем не менее суммарная установленная мощность ВЭУ в рассматриваемых районах может оцениваться величиной 700 млн кВт, а годовая выработка – 200 млрд кВт·ч, что превышает годовую выработку электроэнергии страны в настоящее время. Таким образом, запасы ветровой энергии на севере европейской части СССР огромны, они существенно превосходят запасы других топливно-энергетических ресурсов региона. Использование этой энергии представляет значительный народнохозяйственный интерес.

Таблица 3.3.

Характеристика технических ветроэнергоресурсов севера европейской части СССР в приземном слое толщиной 100 м

Показатель	Зона					Всего
	I	II	III	IV	V	
Среднегодовая скорость ветра (м/с) на высоте (м):						
10	8.5	7.5	6.5	5.5	4.5	
70	10.7	9.6	8.6	7.5	6.5	
Расчетная скорость ветра, м/с	17.0	15.7	13.8	11.6	10.0	
Суммарная мощность ВЭУ на 1 км^2 территории, МВт	9.1	7.2	4.9	2.9	1.9	
Годовая выработка на 1 км^2 территории, млн кВт·ч	27.3	21.6	14.7	8.7	5.7	
Число часов использования установленной мощности ВЭУ в году	3000	3000	3000	3000	3000	
Площадь зоны, тыс. км^2	2.2	16.6	37.5	92.2	67.2	215.7
Суммарная мощность ВЭУ в зоне, тыс. МВт	20	120	180	270	130	720
Технические ветроэнергоресурсы зоны, млрд кВт·ч	60	360	550	800	380	2150
Единичная мощность ВЭУ с D=70 м:						
установленная мощность, МВт	4.5	3.5	2.4	1.4	0.9	
годовая выработка, млн кВт·ч	13.5	10.5	7.2	4.2	2.7	

3.9. Выводы

1. Совокупность характеристик ветра, объединяемых понятием ветроэнергетического кадастра, дает основу для проектирования ВЭУ, определения их выработки и возможных режимов работы, расчета технико-экономических показателей и выявления районов, наиболее перспективных для практического использования ветровой энергии.

2. Для определения элементов ветроэнергетического кадастра рекомендуется использовать 10-летние ряды восьмисрочных наблюдений за скоростью ветра на опорной сети гидрометеослужбы.

3. На базе анализа известных положений разработки кадастра предложена уточненная методика, основными отличительными особенностями которой является то, что средние многолетние скорости ветра приводятся к условиям открытой ровной местности и к одной высоте относительно поверхности земли. Для учета фактора открытости использована классификация Милевского, а для учета фактора высоты - степенная функция среднегодового вертикального профиля ветра.

4. Расчеты кадастровых характеристик ветра севера европейской части СССР, выполненные по 168 метеорологическим станциям, показали, что наиболее перспективными с точки зрения использования энергии ветра являются прибрежные районы Баренцева и Белого морей, Хибины, а также северо-восточные районы европейского Севера, прилегающие к Уралу. Средняя многолетняя скорость ветра на высоте 10 м здесь составляет 4÷9 м/с. В указанных районах наибольшие скорости ветра наблюдаются в холодное время года (октябрь-апрель). Неравномерность суточного хода ветра характеризуется максимумом в дневные часы.

5. Наибольшие максимальные скорости ветра имеют место на побережье Баренцева моря и в Хибинах. Здесь один раз в 10 лет скорость ветра в 3-секундном порыве может достигать 48÷50 м/с и один раз в 20 лет 52÷55 м/с на высоте от 10 до 100 м.

6. Технические ветроэнергоресурсы севера европейской части СССР в приземном слое высотой до 100 м составляют около 2000 млрд кВт·ч в год при суммарной установленной мощности ВЭУ около 700 млн кВт. Использование даже небольшой части этих энергоресурсов может иметь большое народнохозяйственное значение.

4. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРАДИЦИОННЫХ СХЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЕВЕРА

В последние годы происходит значительное развитие районов Севера в связи с освоением топливно-энергетических, минерально-сырьевых и других видов ресурсов, в которых испытывается недостаток в центральных экономически развитых районах страны. Освоение месторождений нефти, газа, цветных металлов и других полезных ископаемых привело к возникновению и развитию большого числа относительно небольших городов и населенных пунктов. Есть основания полагать, что их число будет возрастать и в перспективе, так как освоение богатств северных районов началось сравнительно недавно, оно набирает темпы, и, по-видимому, еще длительное время вблизи центров по добыче и переработке различного сырья будут возникать и развиваться небольшие города, поселки, а вокруг них - разветвленная сеть объектов вспомогательного назначения. Важную роль в обеспечении нормальной народнохозяйственной деятельности человека в условиях Севера играет энергетика. Вопрос об энергоснабжении небольших потребителей в этих условиях остается малоизученным.

В настоящей главе на примере севера европейской части СССР, являющегося весьма показательным по физико-географическим и климатическим условиям и условиям топливо- и энергоснабжения, выполнен анализ современного состояния и перспектив развития традиционных схем энергоснабжения в северных районах.

4.1. Физико-географическая характеристика районов европейского Севера

Европейский Север охватывает Мурманскую и Архангельскую области, Карельскую и Коми АССР. Этот регион располагает большими природными богатствами и полезными ископаемыми, которые используются или в ближайшее время будут использоваться в народном хозяйстве страны. В Мурманской области ведется разработка апатитонефелиновых, железорудных, медноникелевых и других месторождений. Добыча угля, нефти и газа осуществляется в Коми АССР. Архангельская область и Карелия являются крупными поставщиками леса, пиломатериалов, бумаги и картона. Значительный вес в хозяйственной деятельности региона занимают добыча и переработка рыбы, вылавливаемой в северных морях, открытом океане, а также и во внутренних водоемах.

Европейский Север играет заметную роль в экономике страны. Однако освоение природных богатств региона сопряжено со значительными трудностями. Имеется ряд природных, экономических,

технических и социальных факторов, затрудняющих освоение и развитие рассматриваемых районов. Основными из них являются:

- суровые природно-климатические условия;
- удаленность от развитых центральных районов;
- низкая плотность населения;
- слабое развитие дорожно-транспортной сети.

Суровые природно-климатические условия определяются географическим положением. Располагаясь в приполярных и заполярных широтах, эти районы характеризуются продолжительным зимним периодом, достигающим 7÷9 мес. В крайних северных районах имеют место полярная ночь и полярный день. Для значительной части территории характерны сильные ветры. Они затрудняют проведение работ на открытом воздухе, обусловливают повышенные тепловые потери зданий, способствуют образованию снежных заносов и затрудняют работу всех видов транспорта.

Географическим положением районов европейского Севера определяется и низкий уровень температуры воздуха. Некоторое положительное влияние на климат прибрежных районов Баренцева моря оказывает Атлантика. Тем не менее, по данным работы [4.1], среднегодовая температура воздуха составляет от 0...+1 °С в западной части региона до -5...-7 °С в крайних северо-восточных районах. Расчетная температура самой холодной пятидневки колеблется в пределах от -21...-25 °С на северном побережье Кольского полуострова, где влияние теплого течения Гольфстрим наиболее ощутимо, до -30...-35 °С в восточных районах. Абсолютный минимум температуры доходит до -45 °С и ниже. Продолжительность отопительного периода составляет около 250 дн в южной части региона, увеличивается до 280-330 дн в северных районах, достигая в отдельных пунктах акватории Белого и Баренцева морей 350÷÷365 дн в году [4.1].

Районы европейского Севера на одну-две тысячи километров удалены от центральных районов страны. Это приводит к повышенным транспортным расходам на доставку оборудования, строительных материалов, топлива и т.д. Если на долю транспортных расходов при строительстве в средней полосе приходится около 35% всех расходов, то в районах Севера они возрастают до 70% и более [4.2].

По сравнению с центральными и южными районами страны европейский Север отличается низкой плотностью населения. Такое положение сложилось исторически давно, когда неблагоприятные климатические условия затрудняли нормальную жизнедеятельность человека, а ловля рыбы, охота на зверя и заготовка пушнины являлись основными источниками его существования. Освоение природных богатств и развитие производительных сил северных районов с установлением Советской власти и особенно в последние десятилетия привели к сравнительно быстрому приросту населения. В настоящее время в районе европейского Севера проживает около 4.7 млн чел. Плотность населения достигла 3.5 чел./км^2, однако она в 3.6 раза уступает средней плотности населения по стране [4.3].

Чрезвычайно важную роль в развитии экономики и энергетики северных районов играет транспорт. Его развитие здесь наталкивается на ряд трудностей. Они обусловливаются огромными территориями, удаленностью и разобщенностью отдельных промышленных очагов. Короткое лето и суровая зима усложняют и удорожают строительство и эксплуатацию шоссейных и железных дорог. В рассматриваемых районах широко используется водный транспорт. И хотя навигация продолжается, как правило, всего 4-5 мес, значение водного транспорта очень велико. В условиях Севера находят применение также зимники - дороги, прокладываемые по замерзшему грунту или руслу рек. Все большее значение в последние годы приобретает авиация.

Рассмотренные физико-географические особенности европейского Севера предопределили и стратегию освоения природных богатств региона. Ее характерными чертами являются: выборочное освоение природных ресурсов (в первую очередь отсутствующих в других районах страны или тех, освоение которых несмотря на удорожающие факторы оказывается экономически целесообразным для народного хозяйства); очаговый характер освоения (создание изолированных друг от друга объектов без всестороннего развития всего района); относительно небольшие размеры объектов промышленного освоения; преимущественное расположение объектов вблизи основных транспортных путей - вдоль железных дорог, русла рек, побережий морей и крупных внутренних водоемов.

Выборочное освоение природных ресурсов привело к образованию в рассматриваемых районах большого числа небольших городов, поселков, населенных пунктов. Итоги Всесоюзной переписи населения 1979 г. показывают, что на европейском Севере в населенных пунктах с числом жителей до 5 тыс. чел. проживает 28% населения - около 1.3 млн чел. Общее число таких населенных пунктов составляет около 6 тыс. (табл. 4.1). Направленность хозяйственной деятельности их жителей самая разнообразная. Это пункты по производству сельскохозяйственной продукции, вылову и обработке рыбы, заготовке и вывозке древесины, производству пиломатериалов. Это и места базирования оленеводов, охотников, лесников, геологов. Здесь имеется также ряд объектов специального назначения (радио- и телеретрансляторы, маяки, метеорологические станции, гидрологические посты и т.д.).

Специализация целого ряда малых объектов такова, что необходимость в их функционировании сохраняется на далекую перспективу. Причем, если размеры таких объектов могут оставаться практически неизменными, то их число в связи с дальнейшим освоением и развитием северных районов несомненно возрастет.

Удаленность и разобщенность, а также слабые транспортные связи малых народнохозяйственных объектов вносят затруднения во все сферы хозяйственной деятельности в них. В значительной мере это сказывается и на организации топливо- и энергоснабжения.

Таблица 4.1

Характеристика населенных пунктов севера европейской части СССР

	Число жителей в населенном пункте				
	25	26÷100	101÷500	501÷1000	1÷3 тыс.
Число населенных пунктов	2350	1799	1201	359	225
То же в %	38.6	29.6	19.8	5.9	3.6
Население, тыс. чел.	25.3	93.7	280.1	244.9	347.4
То же в %	0.6	2.2	6.5	5.7	8.1

Таблица 4.1 (продолжение)

	Число жителей в населенном пункте				
	3÷5 тыс.	5÷10 тыс.	10÷50 тыс.	50 тыс.	Всего
Число населенных пунктов	61	35	45	13	6088
То же в %	1.0	0.6	0.7	0.2	100.0
Население, тыс. чел.	240.8	264.3	884.0	1898.9	4279.9
То же в %	5.6	6.2	20.7	44.4	100.0

4.2. Топливно-энергетические ресурсы и состояние их освоенности

Европейский Север располагает значительными запасами топливно-энергетических ресурсов. Запасы органического топлива сосредоточены главным образом на крайнем северо-востоке региона – в Коми АССР и Архангельской области. Они представлены углем Печорского бассейна, нефтью и газом тимано-печорской нефтегазоносной провинции [4.4]. В последние годы развернуты поиски нефти и газа на шельфе Баренцева моря.

Объемы добычи органического топлива в рассматриваемых районах превосходят их собственные потребности, и часть топлива направляется в другие районы страны.

На территории европейского Севера повсеместно имеются большие запасы торфа. Однако из-за неблагоприятных климатических условий добыча и использование его в качестве топлива считается экономически невыгодным. Также признано нецелесообразным использование в качестве топлива древесины, хотя запасы леса в Карелии, Архангельской области и Коми АССР достаточно велики. Высокое качество северной древесины предопределяет использование ее исключительно как строительного и поделочного материала, а также как сырья для целлюлозно-бумажной промышленности. В качестве топлива используются лишь неделовая древесина и отходы лесопиления.

Европейский Север богат гидроэнергоресурсами. В Мурманской области на реках Нива, Паз, Ковда, Тулома, Воронья и Териберка построено 17 ГЭС, вырабатывающих значительную часть электроэнергии Кольской энергосистемы. В Карелии на реках Суна, Выг, Кемь сооружено 16 ГЭС, которые дают большую часть электроэнергии, производящейся в республике. Характер рельефа местности в Мурманской области и Карелии весьма благоприятен для использования гидроэнергоресурсов. Реки на начальных и средних участках текут по плоскогорью с отметками до 200 м над уровнем моря. В нижнем течении вблизи впадения в море они имеют большой перепад высот. Реки Архангельской области и Коми АССР отличаются более равнинным продольным характером, малым падением и низкими берегами. Сооружение ГЭС здесь может привести к затоплению обширных территорий. Этим объясняется то обстоятельство, что хотя потенциальные гидроресурсы Северной Двины, Печоры, Мезени велики, технические, а тем более экономические ресурсы оказываются низкими – соответственно около 40 и 12% от потенциальных [4.4]. До настоящего времени в Архангельской области и Коми АССР освоение гидроэнергоресурсов не ведется.

После завершения в 1970 г. строительства Кислогубской приливной электространции мощностью 400 кВт на европейском Севере накоплен некоторый опыт использования энергии морских приливов. Сооружение приливных электростанций (ПЭС) возможно далеко не повсеместно. Оно наиболее перспективно в узкостях заливов и губ, где имеет место повышенный перепад высот в приливной волне. В настоящее время имеются предпроектные разработки по сооружению ПЭС в губе Дроздовка и Лумбовском заливе Баренцева моря мощностью соответственно около 40 и 350 МВт, а также в Мезенской губе Белого моря мощностью 15 800 МВт [4.5]. Практическое использование энергии приливов связано с рядом серьезных трудностей.

Европейский Север страны располагает значительными запасами ветроэнергоресурсов. Их подробная характеристика дана в третьей главе. Применение ВЭУ на европейском Севере пока не получило широкого распространения. Однако имеющийся опыт их эксплуатации [4.6, 4.7] показывает, что именно в северных условиях, характеризующихся значительной удаленностью и разобщенностью потребителей, высокими затратами на доставку топлива, использование энергии ветра может оказаться эффективным.

В настоящее время для энергоснабжения малых потребителей европейского Севера применяются преимущественно уголь, нефтепро-

дукты, местное древесное топливо, реже газ. Топливоснабжение мелких потребителей имеет ряд особенностей, обусловленных спецификой Севера, и заслуживает специального рассмотрения.

4.3. Топливоснабжение

Способы доставки топлива мелким изолированным потребителям европейского Севера весьма разнообразны. Они зависят от специализации потребителей, удаленности от ближайших пунктов топливоснабжения, состояния дорожно-транспортной сети. В качестве примера обратимся к данным, характеризующим топливоснабжение потребителей Терского и Ловозерского районов Мурманской области. Данные собраны авторами в ходе обследования энергетических объектов на местах.

Доставка топлива потребителям Терского района (южное побережье Кольского полуострова) осуществляется водным морским транспортом. Она производится в основном в период летней навигации, и завозится полный запас топлива на год. Нефтеналивные суда, следуя вдоль побережья, производят поочередную отгрузку топлива всем населенным пунктам. Ввиду отсутствия причальных сооружений в большинстве пунктов разгрузка судов производится на рейде. Вывод топлива на берег осуществляется маломерным флотом.

Несовершенство процесса разгрузки и доставки топлива на берег и зависимость его от волнения моря часто приводят к длительной стоянке судов на рейде и как следствие – к высоким дополнительным расходам. Для сравнения можно отметить, что если в пос. Умба (районном центре Терского района), имеющем необходимые причальные сооружения, расходы по доставке топлива составляют 20÷30% от его стоимости, то в мелких населенных пунктах, где отсутствуют такие сооружения, затраты увеличиваются до 60–100%.

Доставка топлива от побережья в удаленные пункты Терского района осуществляется с использованием автотранспорта. Удаленность и плохое состояние дорог приводят к тому, что стоимость дизельного топлива на местах достигает 190÷240 руб./т и более. Так, при завозе в центральные и удаленные районы Кольского полуострова по зимнику в холодное время года стоимость топлива возрастает до 280 руб./т, а при доставке воздушным транспортом – до 330 руб./т.

Высокая стоимость топлива на местах оказывает негативное влияние на технико-экономические показатели работы энергоустановок. Поэтому в удаленных населенных пунктах особенно остро встает вопрос об экономном и бережном использовании ввозимого топлива, об изыскании мер и путей по наиболее эффективному его применению.

4.4. Электро- и теплоснабжение

Электроснабжение. Основная часть промышленных предприятий, городов и поселков европейского Севера получает электроэнергию от районных энергетических систем Колэнерго, Карелэнерго, Архангельскэнерго и Комиэнерго. Наряду с этим, в рассматриваемых районах имеется большое число удаленных изолированных потребителей, получающих энергию от автономных электрических станций. Их мощность, как правило, не превышает 1000 кВт. По данным областных статистических управлений, общее число таких электростанций более 3000.

Ввиду значительной удаленности и разобщенности, а также малых значений потребляемых мощностей присоединение изолированных населенных пунктов к центральным электрическим сетям экономически невыгодно. Поэтому как в настоящее время, так и в ближайшей перспективе сохранится энергоснабжение потребителей от местных, чаще всего дизельных электростанций (ДЭС). Рассмотрим технико-экономические показатели ДЭС на примере данных, собранных авторами в хозяйствах Терского и Ловозерского районов Мурманской области.

Капитальные затраты на строительство ДЭС зависят от ряда факторов: наличия местного строительного материала, единичной мощности и типа энергоустановок, организации топливного хозяйства. Большое значение имеет состояние транспортных связей. В целом структура капитальных вложений примерно следующая: на приобретение и монтаж оборудования 30÷50%, строительство здания 30÷40%, организацию топливного хозяйства 10÷12%.

Удельные капиталовложения в ДЭС колеблются в широких пределах: от 100–130 руб./кВт на старых сельских электростанциях, размещенных в деревянных зданиях, до 150–180 руб./кВт на более крупных станциях, имеющих кирпичные здания и лучшую организацию топливного хозяйства.

Число часов использования в году установленной мощности ДЭС находится на довольно низком уровне – 1000÷3500 (табл. 4.2). Объясняется это тем, что капитальный ремонт первичных двигателей на местах из-за отсутствия ремонтной базы и персонала нужной квалификации, как правило, не производится. Обычно стремятся к экономному расходованию моторесурса двигателей и стараются ограничить время эксплуатации установки. Почти повсеместно электростанции не работают в ночное время (с 0 до 6 ч). В летнее время, когда велика продолжительность светового дня и осветительная нагрузка незначительна, во многих пунктах ограничивают время работы станции до 5–8 ч в сутки (только утром и вечером).

Продолжительность работы электростанций в течение суток сказывается на численности обслуживающего персонала. В летнее время отдельные станции обслуживает всего один человек. Зимой на этих же станциях работают два-три человека. Такая ситуация складывается на сельских станциях мощностью 30÷70 кВт. На более крупных электростанциях численность обслуживающего персонала

Таблица 4.2

Технико-экономические показатели отдельных ДЭС Мурманской области

Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	Годовая выработка, тыс. кВт·ч	Удельный расход топлива, г у.т./(кВт·ч)	Число часов использования установленной мощности	Обслуживающий персонал, чел.	Эксплуатационные расходы, %				Себестоимость электроэнергии, коп./(кВт·ч)
						заработная плата	топливо	амортизационные отчисления	прочие	
Октябрьский	460	1455	464	3160	12	38	45	8	9	7.9
Индель	275	270	484	980	5	46	33	20	1	20.0
Краснощелье	180	262	444	1450	9	40	44	16	–	20.8
Кузомень	165	141	487	855	2	26	40	10	24	9.0
Восточное Мунозеро	150	141	464	940	3	46	30	15	9	24.4
Варзуга	140	147	484	1050	2	23	51	18	8	9.5
Мосеево	55	71	464	1290	3	43	35	11	11	23.5
Каневка	37	60	525	1620	1	25	57	14	4	24.0
Устье Варзуги	30	42	458	1460	2	72	19	3	7	25.2
Оленица	24	83	461	3460	2	63	31	4	2	14.6

выше. Среднее значение штатного коэффициента по станциям в населенных пунктах, приведенных в табл. 4.2, составляет 26 чел. на 1 МВт.

Удельные расходы топлива на ДЭС довольно велики – 440–525 г у.т./(кВ·ч). Высокой оказывается себестоимость вырабатываемой электроэнергии – 8÷25 коп./(кВт·ч). Распределение эксплуатационных затрат по составляющим отличается большим разнообразием. Это определяется различием местных условий эксплуатации электростанций. В пунктах со слабыми транспортными связями, таких как Варзуга (топливо доставляется морским путем, а затем автотранспортом) и Каневка (завозится самолетом), определяющее влияние на себестоимость оказывают затраты на топливо. В других пунктах, где высок штатный коэффициент и мало́ число часов использования в году установленной мощности оборудования (пос. Устье Варзуги), преобладают расходы на заработную плату.

В среднем по рассмотренным электростанциям основной статьей расходов является заработная плата – 40÷45%. Расходы на топливо составляют 35÷40%, амортизационные отчисления – 10÷15%, прочие расходы – 5÷10%.

Представленные данные свидетельствуют о низком уровне состояния электроснабжения удаленных изолированных потребителей. Высокая себестоимость электроэнергии, прерывистый график работы местных электростанций (с ночным, а иногда и дневным перерывом) в значительной мере сдерживают развитие электрификации труда и быта в удаленных населенных пунктах.

Теплоснабжение. Основная часть потребителей европейского Севера обеспечивается тепловой энергией от крупных ТЭЦ, производственных, производственно-отопительных и отопительных котельных. Они составляют около 5% от общего числа источников теплоснабжения, но на их долю приходится от 60 до 90% вырабатываемой тепловой энергии. Остальные 95% источников тепла представлены мелкими котельными установками мощностью до 10 МВт. По данным областных статистических управлений, в рассматриваемых районах их насчитывается около 4000.

Основными видами топлива, потребляемого мелкими котельными установками, являются уголь, мазут, дрова, отходы лесопиления. Светлые нефтепродукты, такие как топливо печное бытовое, соляровое масло, дизельное топливо, керосин, а также газ, пока широкого применения не получили.

Рассмотрим технико-экономические показатели работы мелких котельных установок на основе данных по 130 котельным Мурманской области и Карельской АССР.

Удельный расход топлива на установках мощностью 5÷10 МВт составляет около 45 кг у.т./ГДж (рис. 4.1). На более мелких котельных этот показатель значительно хуже (сказываются меньшее совершенство котельных агрегатов, недостатки в обслуживании и т.д.). При мощности котельной 2÷3 МВт удельный расход возрастает в среднем до 50 кг у.т./ГДж, а при 1 МВт и менее – до 60–65 кг у.т./ГДж.

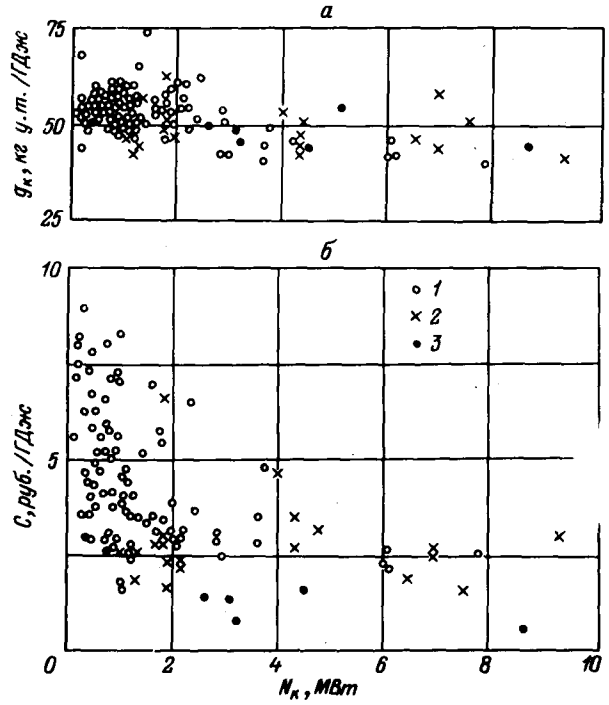


Рис. 4.1. Зависимость удельного расхода топлива $g_к$ (а) и себестоимость тепловой энергии C (б) от мощности котельных установок малой производительности.

1 – уголь, 2 – мазут, 3 – дрова.

В широких пределах колеблются удельные капиталовложения котельных. В среднем для диапазона мощностей 1÷10 МВт они составляют 15÷18 руб./кВт, а для диапазона 0.1÷1.0 МВт – возрастают до 30 руб./кВт.

Малым котельным установкам свойственна низкая степень механизации и автоматизации обслуживания, что влечет за собой увеличение численности обслуживающего персонала. Если на установках производительностью 10 МВт штатный коэффициент составляет 2 чел./МВт, то на установках мощностью 1 МВт он возрастает до 5–6 чел./МВт при работе на жидком топливе и до 8–9 чел./МВт при работе на угле.

Число часов использования в году установленной мощности котельных зависит от их назначения и климатических условий в районе эксплуатации. Как видно из собранных материалов, этот показатель составляет у отопительных котельных 2000÷4000 ч, у производственных – до 5000–7000 ч.

Себестоимость вырабатываемой тепловой энергии (рис. 4.1) колеблется от 1–2 руб./ГДж на котельных мощностью 5÷10 МВт до 7–9 руб./ГДж на мелких котельных мощностью до 1 МВт. Основной составляющей в себестоимости является топливная – от 40 до 70%. На заработную плату приходится 20÷40% расходов.

Рассмотренные особенности энергоснабжения автономных потребителей европейского Севера и технико-экономические показатели наиболее распространенных электро- и теплогенерирующих установок свидетельствуют о низком уровне состояния энергоснабжения в мелких населенных пунктах. Улучшение этого состояния должно идти по пути повышения уровня электрификации труда и быта, исключения еще имеющих место ночных и дневных перерывов в электроснабжении, повышения уровня централизации теплоснабжения и снижения удельного веса малоэкономичного индивидуального отопления. Безусловно это потребует дополнительных расходов привозного, в основном высококачественного топлива. В ряде районов этот фактор может быть компенсирован вовлечением в оборот местных топливных ресурсов, а также возобновляемых энергоресурсов, таких как гидроэнергия и энергия ветра.

4.5. Методические основы технико-экономической оценки традиционных схем энергоснабжения

Большинство применяемых в настоящее время схем энергоснабжения мелких потребителей базируется на сжигании органического топлива. Для выработки тепловой энергии преобладающее распространение получили котельные установки, работающие на угле, нефтепродуктах и дровах. Этому способствовали простота их обслуживания, отсутствие необходимости в высококвалифицированном персонале, возможность использования различных видов топлива. Электроснабжение мелких потребителей осуществляется централизованно от электрических сетей, если потребитель удален сравнительно недалеко, или от местных дизельных электростанций, если присоединение потребителя к электрическим сетям экономически неоправданно. В последние годы стали получать развитие системы электро-теплоснабжения малых потребителей [4.8–4.10]. Благоприятными предпосылками для их внедрения явилось улучшение технико-экономических показателей производства и распределения электроэнергии, а также создание в широком ассортименте оборудования для преобразования электрической энергии в тепловую. Применение электроэнергии для указанных целей наиболее эффективно именно в мелких населенных пунктах и сельской местности вследствие низкой плотности теплопотребления и высоких затрат на осуществление традиционного теплоснабжения.

В связи с разработкой в настоящей работе вопроса об использовании ветровой энергии представляется необходимым рассмотреть технико-экономические показатели традиционных, наиболее распространенных схем энергоснабжения малых потребителей, выявить

наиболее перспективные из них и в сравнении с ними определить условия эффективного применения ВЭУ.

Рассмотрим следующие элементы традиционных схем энергоснабжения:

- теплоснабжение от котельных установок,
- электроснабжение от местных ДЭС,
- централизованное электроснабжение от электрических сетей,
- комбинированное электро- и теплоснабжение от электрических сетей.

Основным критерием технико-экономической оценки вариантов энергоснабжения являются приведенные затраты, определяемые выражением [4.11]

$$З_i = S_i + E_н K_i, \qquad (4.1)$$

где S_i и K_i – соответственно годовые эксплуатационные расходы (ежегодные издержки) и капиталовложения по i-му варианту, руб.; $E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принимаемый в энергетике равным 0.12.

Использование этого критерия предполагает, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект (одинаковую годовую выработку энергии) и одинаковую надежность энергоснабжения.

Сравнение вариантов энергоснабжения удобно производить по величине удельных приведенных затрат:

$$з_i = \frac{З_i}{W}, \qquad (4.2)$$

где W – годовая выработка энергии, ГДж.

Теплоснабжение от котельных установок. Составляющими годовых эксплуатационных расходов котельных установок являются затраты на топливо $S_к^т$, заработную плату $S_к^{зп}$, амортизацию и текущий ремонт $S_к^{ам}$ и прочие расходы $S_к^{пр}$. Для суммарных приведенных затрат на основании работ [4.8, 4.10] можно записать

$$З_к = S_к^т + S_к^{зп} + S_к^{ам} + S_к^{пр} + E_н K_к =$$

$$= \frac{0.143\, Q_к h_к^{max}}{\eta_к \eta_{тх}} з^т + 1.3\,(p_к Q_к П_к + b_к K_к) + E_н K_к, \qquad (4.3)$$

где $Q_к$ – установленная мощность котельной, МВт; $h_к^{max}$ – число часов использования в году максимальной теплопроизводительности котельной; $з^т$ – удельные приведенные затраты на топливо у потребителя, руб./т у.т.; $\eta_к$ – КПД котлов; $\eta_{тх}$ – коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке и хранении (для угля – 0.8, для жидкого топлива – 0.95 [4.10]); $p_к$ – штатный коэффициент, чел./МВт; $П_к$ – годовая заработная плата одного работника котельной, руб./(чел.·год); $b_к$ – норма амортизационных

отчислений в долях от капиталовложений $K_к$; 1.3 – коэффициент, учитывающий составляющую прочих расходов.

Электроснабжение от дизельных электростанций. По аналогии с (4.3) приведенные затраты на выработку электроэнергии дизельными электростанциями определяются выражением

$$З_{дэс} = g_{дэс} N_{дэс} h_{дэс}^{max} з^т \frac{10^3}{\eta_х} +$$

$$+ 1.3\,(p_{дэс} N_{дэс} П_{дэс} + b_{дэс} K_{дэс}) + E_н K_{дэс}, \qquad (4.4)$$

где $g_{дэс}$ – удельный расход топлива, т у.т./(кВт·ч); $N_{дэс}$ – установленная мощность электростанции, МВт; $h_{дэс}^{max}$ – число часов использования в году установленной мощности станции; $з^т$ – удельные приведенные затраты на топливо в районе потребления, руб./т у.т.; $\eta_{тх}$ – коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке и хранении; $П_{дэс}$ – заработная плата одного работника станции; $b_{дэс}$ – норма амортизационных отчислений в долях от капиталовложений в станцию $K_{дэс}$; $p_{дэс}$ – штатный коэффициент, чел./МВт.

Электроснабжение от электрических сетей. Годовые эксплуатационные расходы в вариантах централизованного электроснабжения от электрических сетей будут складываться из расходов на передаваемую электроэнергию $S_{эс}^{ээ}$ отчислений на амортизацию и обслуживание ЛЭП и силового электрооборудования $S_{эс}^{ам}$ и прочих расходов $S_{эс}^{пр}$. Для обеспечения надежного электроснабжения и предотвращения материального ущерба от недоотпуска энергии необходимо предусмотреть сооружение резервной, например дизельной, электростанции. Это потребует соответствующих дополнительных капиталовложений $K_{дэс}$. Пренебрегая зарплатой обслуживающего персонала резервной ДЭС, для приведенных затрат можно записать

$$З_{эс}^{эл} = S_{эс}^{ээ} + S_{эс}^{ам} + S_{эс}^{пр} + E_н K_{эс}^{эл} = (W_{эс}^{п} + W_{эс}^{ЛЭП} + W_{эс}^{эо}) з^{ээ} +$$

$$+ 1.3(b^{ЛЭП} K_{эс} + b^{эо} K_{эс}^{эо} + b_{дэс} K_{дэс}) + E_н (K_{эс}^{ЛЭП} + K_{эс}^{эо} + K_{дэс}), \qquad (4.5)$$

где $K_{эс}^{эл}$ – капиталовложения в вариантах централизованного электроснабжения от электрических сетей, руб.; $W_{эс}^{п}$, $W_{эс}^{ЛЭП}$ и $W_{эс}^{эо}$ – соответственно годовое потребление электроэнергии потребителем, годовые потери энергии в ЛЭП и в силовом электрооборудовании, кВт; $з^{ээ}$ – замыкающие затраты на электроэнергию, руб./(кВт·ч); $b^{ЛЭП}$ и $b^{эо}$ – нормы амортизационных отчислений в долях от капиталовложений в ЛЭП $K_{эс}^{ЛЭП}$ и электрооборудование $K_{эс}^{эо}$.

Комбинированное электро- и теплоснабжение от электрических сетей. По аналогии с (4.5) приведенные затраты в этих вариантах энергоснабжения определятся выражением

$$З^{эт}_{эс} = S^{ээ}_{эс} + S^{зл}_{эс} + S^{ам}_{эс} + S^{пр}_{эс} + E_н K^{эт}_{эс} = (W^{л}_{эс} + W^{ЛЭП}_{эс} + W^{эо}_{эс}) З^{ээ} +$$

$$+ 1.3 (p_{эк} N_{эк} П_{эк} + b^{ЛЭП} K^{ЛЭП}_{эс} + b^{эо} K^{эо}_{эс} + b^{эк} K_{эк} + b_к K_к +$$

$$+ b_{дэс} K_{дэс}) + E_н (K^{ЛЭП}_{эс} + K^{эо}_{эс} + K_{эк} + K_к + K_{дэс}), \qquad (4.6)$$

где $p_{эк}$ – штатный коэффициент на электрокотельной, чел./МВт; $N_{эк}$ – мощность электрокотельной, МВт; $П_{эк}$ – годовая заработная плата одного работника электрокотельной, руб./(чел.·год); $b_{эк}$ – норма амортизационных отчислений в долях от капиталовложений $K_{эк}$; $K_{дэс}$ и $K_к$ – капиталовложения в резервные ДЭС и котельную, руб.

Выражения (4.1)–(4.6) дают методическую основу для определения технико-экономических показателей традиционных схем энергоснабжения малых потребителей, что составило предмет исследования, результаты которого излагаются ниже в настоящей главе. Для решения этой задачи необходимо было предварительно определить возможные максимальные нагрузки и объемы энерго- и топливопотребления малых потребителей, а также исследовать вопрос об удельных приведенных затратах на топливо с учетом расходов на местный распределительный транспорт.

4.6. Ожидаемые объемы электро-, тепло- и топливопотребления

Объем и характер потребления энергии в мелких населенных пунктах зависит от ряда факторов: местных климатических условий, направленности хозяйственной деятельности, строительно-планировочной характеристики, состояния бытового обслуживания населения и т.д. Прогнозирование энергопотребления таких потребителей является сложной задачей, так как показатели, определяющие объемы потребления энергии, весьма разнообразны и их влияние заранее предусмотреть трудно.

Поскольку потребление энергии в мелких населенных пунктах в основном определяется коммунально-бытовым сектором и зависит от числа жителей, то представляется целесообразным исследование вопроса об объемах энерго- и топливопотребления провести на примере условного ряда населенных пунктов с численностью населения 50, 100, 300, 500, 1000, 3000 и 5000 чел.

В сельской местности доля теплопотребления в общем объеме потребления энергии значительна и составляет 60÷80%. В связи с этим в первую очередь следует обратиться к составляющим теплопотребления. Ими являются: приготовление пищи, горячее водоснабжение, отопление и вентиляция. Удельное потребление тепла на приготовление пищи и горячее водоснабжение мало зависит от климатических условий и составляет в сумме 6–7 ГДж/(чел.·год) [4.8]. Теплопотребление на отопление и вентиляцию существенно зависит от климатических условий (длительности отопительного

периода), а также от тепловой характеристики зданий и обеспеченности населения жилой площадью.

Расчеты показывают, что при удельной тепловой характеристике зданий 0.7 Вт/(м^3·К), норме полезной площади 15 м^2/чел. (норме объема жилого помещения 45 м^3/чел.), расчетных температурах наружного и внутреннего воздуха соответственно –40 и +20 °С максимальный часовой расход тепла на отопление и вентиляцию составит 1900 Вт/чел., а с учетом теплопотребления общественных зданий (20÷25% [4.8]) он достигнет 2300 Вт/чел. При числе часов использования максимума тепловой нагрузки в году, равном 4000, годовое потребление тепла на отопление и вентиляцию в расчете на одного жителя составит около 40 ГДж/(чел.·год).

Используя представленные данные и принимая коэффициент полезного использования топлива при теплоснабжении равным 0.5 [4.8], получим, что для рассматриваемого условного ряда населенных пунктов потребная мощность котельных установок находится в пределах 0.1÷10 МВт. При средней величине потребной мощности на одного человека 0.75 кВт/чел. [4.2] и числе жителей рассматриваемых населенных пунктов 50÷5000 необходимая электрическая мощность электростанции оказывается в пределах 0.04÷÷4 МВт.

Суммарный расход топлива, требующегося для обеспечения работы тепло- и электрогенерирующих установок, находится в пределах 20 тыс. т у.т. в год. В целом это сравнительно небольшие объемы топливопотребления. Однако, учитывая разнообразие местных условий и способов доставки топлива, вопрос о затратах на топливо требует специального рассмотрения.

4.7. Приведенные затраты на топливо

Наиболее распространенными видами топлива, используемыми мелкими потребителями европейского Севера, являются уголь, нефтепродукты (мазут, дизельное топливо и др.), дрова и древесные отходы.

Использование природного газа для энергоснабжения малых потребителей находит весьма ограниченное применение. Объясняется это тем, что определяющим фактором при решении вопроса о присоединении потребителей к газораспределительной сети является их удаленность от магистральных газопроводов и газораспределительных станций. В районах европейского Севера магистральные газопроводы имеются лишь в южной части Коми АССР и Архангельской области, где они проложены для переброски газа с мест добычи в центральные районы страны. Прокладка газопроводов в глубь Архангельской области и Карелии ввиду значительной удаленности в ближайшей перспективе не намечается. Развернутые в последние годы поиски нефти и газа на шельфе Баренцева моря пока не завершены, и поэтому говорить о перспективах использования природ-

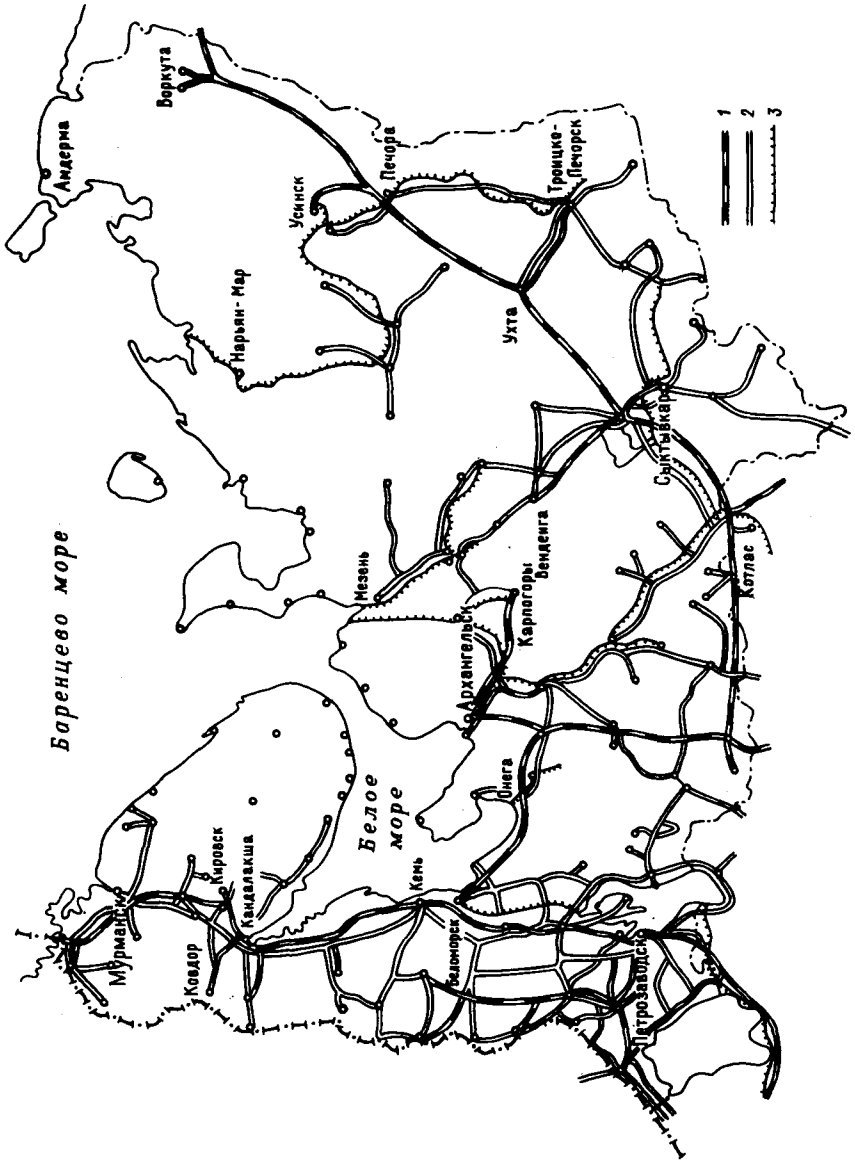


Рис. 4.2. Сеть железных (1), автомобильных (2) дорог и водных путей (3) севера европейской части СССР.

ного газа в Мурманской области преждевременно. Кроме того, природный газ вряд ли можно рассматривать в качестве топлива, которое сможет найти широкое применение при энергоснабжении мелких потребителей. Исключение составит сжиженный газ, применяемый пока только лишь для бытовых нужд.

Местное древесное топливо может использоваться как для организации централизованного теплоснабжения, так и в частном секторе. Согласно [4.12], стоимость заготовки дров в указанных районах в перспективе составит около 15 руб./м^3 или 55 руб./т у.т.

Исходной величиной для определения удельных приведенных затрат на привозное топливо у потребителя являются удельные замыкающие затраты. В ближайшей перспективе в районах европейского Севера они составят [4.13]: для угля – около 36, мазута – 48, дизельного топлива – 68 руб./т у.т. Замыкающие затраты включают в себя затраты на добычу и переработку топлива, а также на его магистральный транспорт до района потреблений. Удельные приведенные затраты на местах (у потребителя) $З^т$ складываются из замыкающих затрат на топливо в данном районе $З_{зам}$ и затрат на распределительный транспорт $З_{рт}$ внутри района:

$$З^т = З_{зам} + З_{рт} . \qquad (4.7)$$

Основным магистральным видом транспорта в рассматриваемых районах является железнодорожный. Железные дороги проложены как в меридиональном, так и в широтном направлениях, имеют ряд ответвлений от основных маршрутов (рис. 4.2).

Внутрирайонное распределение топлива осуществляется с использованием различных видов транспорта. Самым распространенным из них является автомобильный, обеспечивающий бóльшую часть местных грузоперевозок. На крупных реках Северного бассейна в период летней навигации используется водный транспорт. Доставка топлива в прибрежные пункты Баренцева и Белого морей производится водным морским транспортом, а в труднодоступные районы – авиацией.

Удельные приведенные затраты на распределительный транспорт определяются выражением [4.10]

$$З_{рт} = б_т (З_0 + З_L \cdot L_n), \qquad (4.8)$$

где $б_т$ – коэффициент перевода натурального топлива в условное, т/т у.т.; $З_0$ – постоянная составляющая удельных приведенных затрат, руб./т; $З_L$ – переменная составляющая затрат, зависящая от дальности перевозки, руб./(т·км); L_n – дальность перевозки, км.

Перевозка топлива в условиях Севера связана с рядом удорожающих факторов, значительно увеличивающих транспортные расходы.

В числе их односторонний характер перевозок, высокие капитальные вложения в строительство объектов дорожно-транспортной сети (дорог, складов, хранилищ, причалов, пунктов техобслуживания и т.д.), поясные надбавки к заработной плате, северные льготы и др.

Рассмотрим приведенные затраты на перевозку топлива различными видами транспорта.

Автомобильный транспорт. На европейском Севере сеть автомобильных дорог (рис. 4.2) наибольшее развитие получила вблизи крупных промышленных центров [4.14]. Ею охвачены в основном районы так называемого ближнего Севера [4.15] - территории, удаленные от железных дорог на расстояние до 200-400 км.

При автомобильных перевозках топлива постоянная составляющая приведенных затрат, определяемая начально-конечными операциями, составляет около 0.3-0.4 руб./т [4-10]. Затраты на осуществление движенческой операции зависят от состояния дорожного покрытия и от грузоподъемности автотранспорта. При перевозке топлива по благоустроенным дорогам III и IУ категории на автомобилях грузоподъемностью 3÷5 тонн удельные приведенные затраты по движенческой операции в условиях средней полосы составляют 7÷9 для твердого топлива и 9÷12 коп./(т·км) для жидкого [4.10]. В условиях ближнего Севера под влиянием удорожающих факторов затраты на перевозку увеличиваются в 1.3-1.5 раза в приполярных районах (южнее Полярного круга) и в 1.6-2.0 раза - в более высоких широтах [4.15-4.18]. Таким образом, в большинстве районов Архангельской области, Карельской и Коми АССР удельные приведенные затраты на автомобильные перевозки составят 10÷13 для твердого топлива и 13÷17 коп./(т·км) - для жидкого. На рис. 4.3 представлена построенная по этим данным зависимость удельных приведенных затрат $з^{m}$ от дальности перевозки L_{n} (группа кривых I).

В условиях дальнего Севера (удаление от основных транспортных магистралей на 300 км и более) состояние местных автомобильных дорог, как правило, хуже. Это приводит к увеличению транспортных расходов. По данным [4.17, 4.19, 4.20], удельные приведенные затраты на перевозку как жидкого, так и твердого топлива в этом случае достигают 40 коп./(т·км) и становятся соизмеримыми с затратами на его перевозку большегрузным гусеничным транспортом.

Для доставки топлива в удаленные труднодоступные населенные пункты в отдельных случаях практикуется использование зимников - дорог, сооружаемых в зимнее время по заранее выбранным маршрутам. При больших грузопотоках, достигающих 200÷250 тыс. т в год, это могут быть автозимники. Применение прогрессивных методов сооружения автозимников, таких как метод термовибрационного фрезерования и уплотнения снега [4.17, 4.21], позволяет получить высокое качество дорожного покрытия и снизить затраты на перевозку грузов до уровня обычных автомобильных перевозок. Однако применительно к малым потребителям, когда объем грузоперевозок не превышает нескольких тысяч тонн, создание благоустроенных автозимников оказывается неэкономичным. В таких случаях обычно обходятся созданием временных зимников на короткий период, и перевозка грузов по ним осуществляется с использованием большегрузного гусеничного транспорта и санных прицепов. Приведенные затраты на движенческую операцию при этом составляют 60÷70 коп./(т·км) [4.17, 4.21]. Зависимость удельных приведенных затрат на топливо от дальности перевозки по зимнику представлена на рис. 4.4, а.

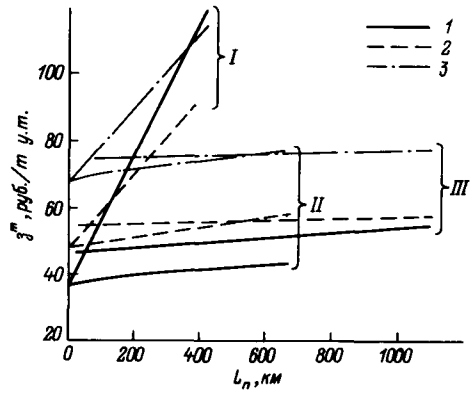


Рис. 4.3. Удельные приведенные затраты $з^{т}$ на уголь (1), мазут (2) и дизельное топливо (3) в районах европейского Севера с учетом расходов на местный автомобильный (I), водный речной (II) и морской (III) распределительный транспорт в зависимости от удаления $L_{п}$.

При доставке топлива по бездорожью с привлечением специальных тягачей и транспортеров затраты по движенческой операции возрастают до 100-140 коп./(т·км) [4.17, 4.21]. О столь значительном удорожании перевозок свидетельствует и зарубежный опыт освоения удаленных северных районов: по данным [4.22, 4.23], перевозка грузов по бездорожью с помощью санно-тракторных поездов или специальной техники (вплоть до аппаратов на воздушной подушке) обходится в 8-12 раз дороже, чем на автомобильном транспорте по благоустроенному шоссе в обжитых районах.

Водный речной транспорт. В Карельской АССР речной транспорт используется на Онежском озере и на участках Беломорско-Балтийского канала (рис. 4.2). В Архангельской области судоходными являются нижние участки рек Онеги, Мезени, Кулоя. Основной водной магистралью области служит Северная Двина с ее притоками Пинегой, Вагой и Вычегдой. В Коми АССР крупной водной артерией является река Печора, судоходная более чем на 1000-километровом протяжении. Другим водным путем республики является река Вычегда - приток Северной Двины. В Мурманской области из-за отсутствия судоходных водотоков водный речной транспорт развития не получил.

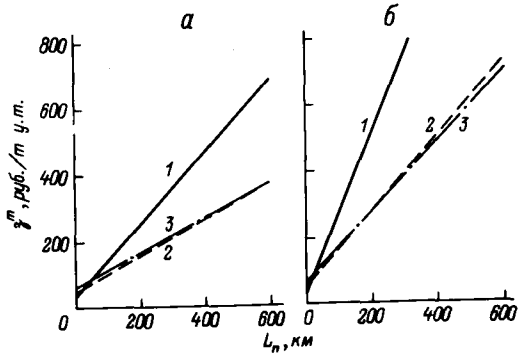


Рис. 4.4. Удельные приведенные затраты $з^т$ на уголь (1), мазут (2) и дизельное топливо (3) при их перевозке гусеничным транспортом по зимнику (а) и местным воздушным транспортом (б) в зависимости от удаления $L_п$.

Затраты на перевозку топлива по водным путям Северного речного пароходства находятся на уровне, близком к среднему показателю по Министерству речного флота РСФСР [4.24]. Расчеты, выполненные нами с использованием работы [4.25], показали, что постоянная составляющая приведенных затрат равна 0.7÷1.0 руб./т при перевозке жидкого топлива и 1.2÷1.4 руб./т при перевозке твердого. Затраты по движенческой операции составляют около 2 коп./(т·км) для жидкого топлива и 0.6 коп./(т·км) для твердого. Из рис. 4.3, где показана зависимость удельных приведенных затрат от дальности перевозки, следует, что водный речной транспорт является одним из самых дешевых (группа кривых II).

Продолжительность летней навигации на реках Северного бассейна относительно невелика – до 4–6 мес. Однако за этот срок завозится значительная часть грузов, особенно в удаленные пункты, не связанные другими видами наземного транспорта.

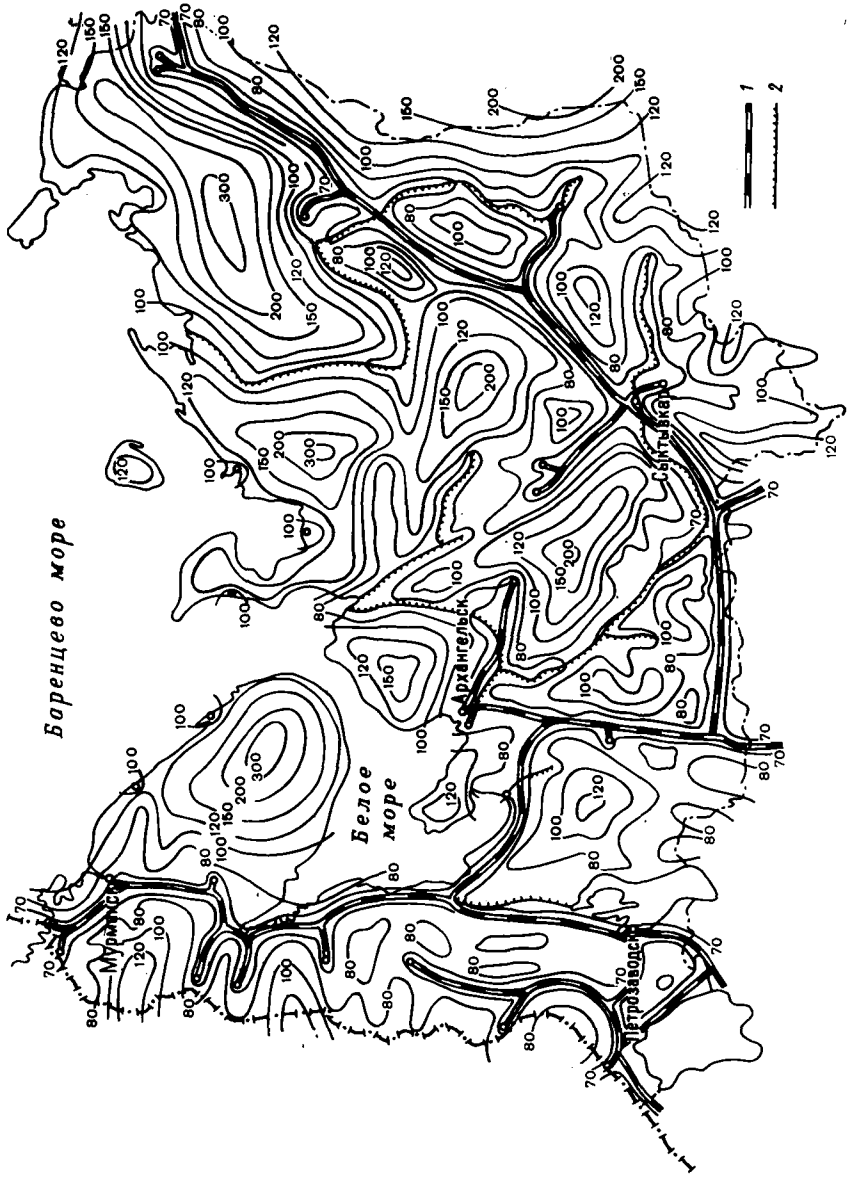
Водный морской транспорт. Этот вид транспорта используется в период летней навигации для доставки топлива в прибрежные населенные пункты Баренцева и Белого морей. Начальными пунктами морских перевозок являются Мурманск и Кандалакша в Мурманской области; Кемь и Беломорск в Карельской АССР; Онега, Архангельск и Северодвинск в Архангельской области. Связанные железной дорогой, эти пункты являются важными перевалочными базами на пути грузов, направляемых в северные прибрежные районы.

Расчеты, выполненные нами с использованием работы [4.25], показали, что при морских перевозках топлива велик удельный вес постоянной составляющей затрат (перевозка и хранение топлива, обслуживание судна в порту при отправлении и прибытии и т.д.). Она достигает около 7 руб./т для твердого топлива и 10 руб./т для жидкого. Затраты на движенческую операцию составляют для твердого топлива 0.4÷0.5, для жидкого – 0.2÷0.3 коп./(т·км). Представленные показатели позволяют заключить, что при морских перевозках топлива фактор удаленности незначительно сказывается на суммарных приведенных затратах (рис. 4.3, группа кривых III). Так, при увеличении дальности перевозок с 200 до 1000 км затраты на твердое топливо возрастают с 8 до 12, а для жидкого – с 10.5 до 12.5 руб./т. Такие транспортные затраты получаются, если разгрузка судна на конечном пункте ведется в условиях благоустроенного причала. На практике же далеко не все мелкие населенные пункты имеют необходимые условия для подхода судов к берегу и соответствующие причальные сооружения. В этом случае разгрузка судов производится на рейде с использованием маломерного флота, что существенно удлиняет сроки разгрузки и увеличивает транспортные затраты. Собранные авторами данные по доставке жидкого топлива в мелкие прибрежные населенные пункты Кольского полуострова [4.26] показывают, что транспортные расходы в этом случае достигают 40÷50 руб./т и более. Завоз твердого топлива с перевалкой на маломерный флот не практикуется вообще, так как его теплотворность в 2–2.5 раза ниже, чем жидкого, и поэтому затраты на единицу условного топлива оказываются еще более высокими.

Воздушный транспорт. Перевозка топлива с использованием авиации осуществляется в исключительных случаях, когда отсутствует возможность применения других транспортных средств. Воздушным транспортом топливо завозится, например, геолого-разведочным отрядам, на объекты специального назначения и другим потребителям, расположенным в глубинных, труднодоступных районах.

По данным, полученным в Мурманском объединенном авиаотряде, стоимость одного часа работы в воздухе самолета АН-2 составляет 130 руб. При грузоподъемности самолета 1 т, скорости полета 180 км/ч и одностороннем характере перевозок затраты на перевозку топлива оказываются равными около 1.5 руб./(т·км). Из рис. 4.4, б, где приведена зависимость удельных приведенных затрат при данном способе перевозки от дальности, следует, что при доставке на расстояние 300 км такого высококалорийного топлива, как дизельное, его стоимость возрастает до 400 руб./т у.т. При использовании вертолетов затраты возрастают еще больше. Перевозка топлива тяжелыми самолетами обходится дешевле, однако для ее осуществления необходимы соответствующие взлетно-посадочные полосы, которые в малых населенных пунктах отсутствуют.

Выполненные сбор, обобщение и анализ данных о затратах на перевозку топлива различными видами транспорта позволили провести районирование территории европейского Севера по величине удельных приведенных затрат на топливо на местах (у потребителя). Результаты такого районирования представлены на рис. 4.5 и 4.6. Они показывают, что для потребителей, расположенных вблизи железнодорожных и водных магистралей, самым дешевым видом привозного топлива является уголь. Однако с удалением от них затра-



ты на топливо стремительно возрастают. При некоторой дальности перевозок затраты на 1 т у.т. жидкого и твердого топлива выравниваются, а затем на жидкое – оказываются меньше. При доставке топлива автомобильным транспортом такое выравнивание затрат происходит при дальности перевозки 130÷150 км, а при использовании гусеничного транспорта на зимниках и местного воздушного транспорта – соответственно при 60 и 30 км.

Полученные данные служат основой для исследования схем энергоснабжения малых потребителей, базирующихся на сжигании привозного топлива, а также для оценки перспектив применения местных видов топлива и местных возобновляемых источников энергии.

4.8. Результаты расчета технико-экономических показателей традиционных схем энергоснабжения и их анализ

Теплоснабжение от котельных установок. Выше было показано, что тепловая нагрузка малых населенных пунктов (с числом жителей до 5000 чел.) не превышает 10 МВт. В связи с этим рассмотрение вариантов теплоснабжения проведено на примере следующего мощностного ряда котельных установок: 0.02, 0.05, 0.1, 0.2, 0.5, 1.0, 2.0, 5.0, а также 10.0 МВт. Приведенные затраты определялись согласно выражению (4.3). Исходные данные для выполнения расчетов принимались с учетом нижеследующего.

Затраты на привозное топливо (уголь, нефтепродукты) существенно зависят от удаленности потребителей и состояния дорожно-транспортной сети и изменяются в пределах от 30 до 300 руб./т у.т. (рис. 4.5 и 4.6). Удельные затраты на местное древесное топливо в расчете на перспективу составляют около 55 руб./т у.т. [4.10].

Число часов использования установленной мощности (максимальной теплопроизводительности) котельной в год $h_к^{max}$ определяется ее назначением и климатическими условиями и условиями эксплуатации. При использовании котельной для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения этот параметр находится в пределах 2000÷÷4000 ч.

Данные о КПД котлов, численности обслуживающего персонала и удельных капиталовложениях котельных представлены в табл. 4.3 и 4.4. Норма амортизационных отчислений на мелких котельных составляет 7÷13% [4.27]. В проведенных укрупненных расчетах она принята равной 10%.

Годовая заработная плата одного работника котельной в условиях средней полосы принималась 1850 руб. В рассматриваемых районах за счет поясных районных коэффициентов и полярных надбавок

Рис. 4.5. Удельные приведенные затраты (руб./т у.т.) на уголь с учетом расходов на местный распределительный транспорт.

1 – железные дороги, 2 – водные пути.

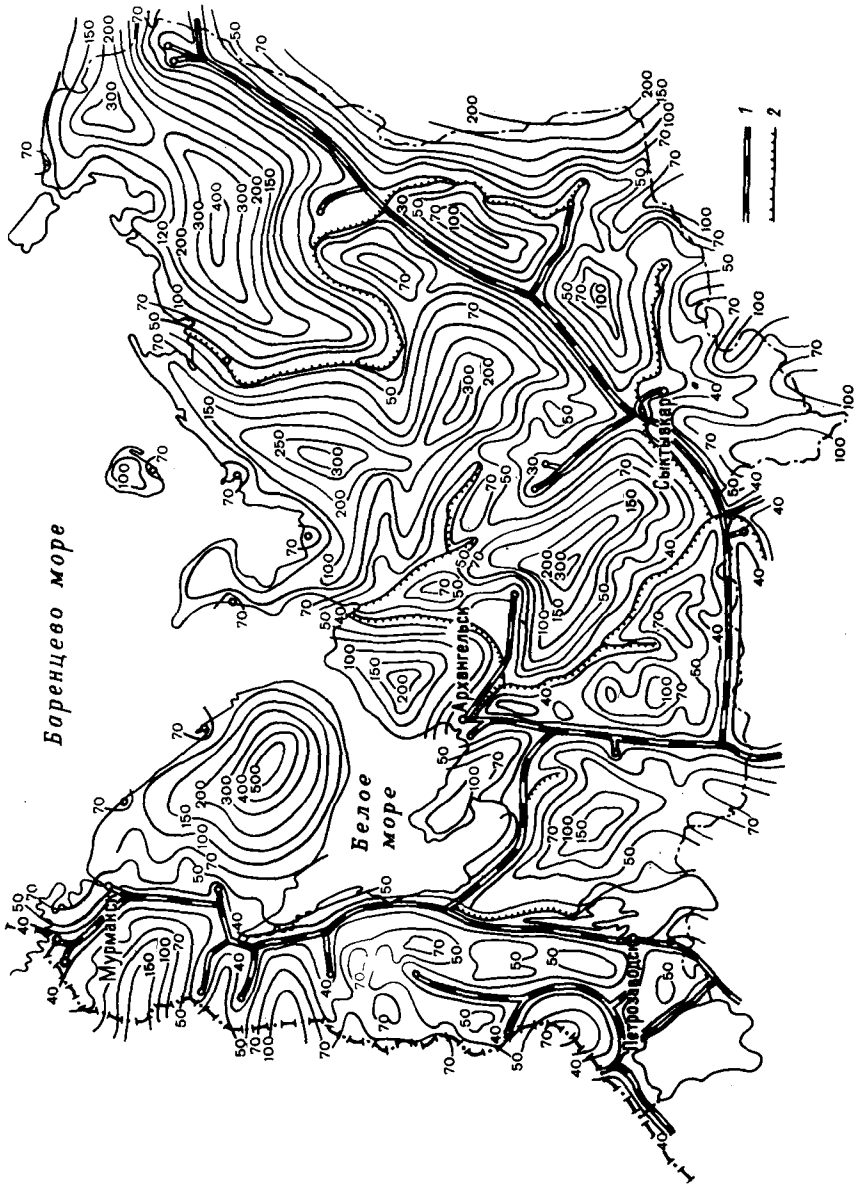


Рис. 4.6. Удельные приведенные затраты (руб./т у.т.) на дистиллятное топливо с учетом расходов на местный распределительный транспорт.

1 – железные дороги, 2 – водные речные пути.

она увеличивается в Мурманской области примерно в 2, а в остальных районах в 1.3 раза и составит соответственно 3500 и 2400 руб. в год.

Основными факторами, определяющими технико-экономические показатели работы котельных, являются установленная мощность котельной, вид и стоимость применяемого топлива, число часов использования в году установленной мощности, численность обслуживающего персонала. Для оценки влияния каждого отдельного фактора были проведены серии расчетов при различных исходных данных.

На рис. 4.7 представлены результаты расчета удельных приведенных затрат на выработку тепловой энергии на котельных, удаленных на расстояние 50 км. Затраты на топливо, доставляемое автомобильным транспортом, приведены в табл. 4.5. Представленный графический материал свидетельствует о том, что определяющее влияние на величину удельных приведенных затрат оказывает мощность котельной. Ее снижение с 10 до 1 МВт вызывает увеличение удельных приведенных затрат в 1.4–1.6 раза, снижение до 0.1 МВт – в 4–6 раз, а до 0.02 МВт – в 10–18 раз. У маломощных установок велик штатный коэффициент (до 100 чел./МВт), это обусловливает большой удельный вес заработной платы в приведенных затратах, достигающий 60÷80%. Результаты, характеризующие влияние удаленности котельной (до 200 км), числа часов использования максимальной теплопроизводительности в году, годовой зарплаты одного работника, представлены в приложении (рис. П.4–П.6). Они свидетельствуют о том, что перечисленные факторы сказываются на удельных приведенных затратах менее значительно, чем величина мощности, причем с увеличением последней влияние этих факторов уменьшается.

Выполненные расчеты позволяют сделать заключение о том, что даже в условиях небольшой удаленности от баз топливоснабжения (до 200 км) использование жидкого топлива для теплоснабжения малых потребителей экономически эффективнее угля. Это объясняется большим КПД котлов при их работе на жидком топливе, высокой теплотворностью жидкого топлива и как следствие меньшими удельными транспортными расходами, потерями топлива при перевозке и хранении, капиталовложениями и штатным коэффициентом. Выгодность применения жидкого топлива с увеличением удаленности возрастает. Поэтому при рассмотрении приведенных затрат на теплоснабжение удаленных потребителей со сложными условиями топливоснабжения можно ограничиться оценкой показателей работы котельных на жидком топливе и местном древесном.

Таблица 4.3

Коэффициенты полезного действия котлов малой мощности [4.8, 4.10]

Мощность котла, МВт	Вид топлива		
	дрова	уголь	жидкое топливо
0.02	0.40	0.50	0.60
0.05	0.45	0.50	0.60
0.1	0.45	0.50	0.60
0.2	0.50	0.55	0.65
0.5	0.50	0.55	0.65
1.0	0.55	0.60	0.70
2.0	0.55	0.60	0.70
5.0	0.60	0.65	0.75

Таблица 4.4

Численность обслуживающего персонала (чел.) и удельные капиталовложения (руб./кВт) котельных

Мощность котельной, МВт	Численность персонала при работе на			Удельные капиталовложения при работе на		
	угле	жидком топливе	дровах	угле	жидком топливе	дровах
Встроенные котельные						
0.023	4	3	5	45	34	63
0.058	5	4	7	41	31	58
0.116	6	4	8	39	30	55
Отдельно стоящие котельные						
0.23	7	5	9	95	71	133
0.58	8	6	10	52	39	72
1.16	9	7	12	38	28	53
2.3	11	8	14	29	22	41
5.8	18	14	23	28	20	36
11.6	30	23	39	26	19	34

В представленной серии расчетов затраты на жидкое топливо не превышали 90 руб./т у.т. С увеличением удаленности и ухудшением дорожно-транспортных условий они значительно возрастают (рис. 4.6). Для оценки влияния увеличения стоимости топлива на показатели работы котельных была выполнена серия расчетов, в ко-

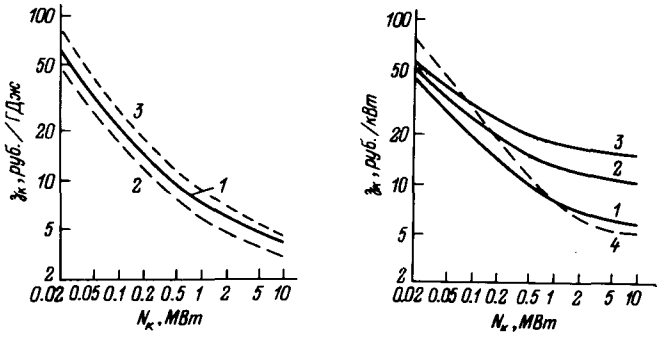


Рис. 4.7. Удельные приведенные затраты $З_К$ на тепловую энергию при работе котельной на угле (1), мазуте (2) и местном древесном топливе (3).

Удаленность $L_П$=50 км, число часов h_k^{max}=3000, заработная плата $П_К$=2400 руб./(чел.·год).

Рис. 4.8. Удельные приведенные затраты $З_К$ при работе котельной на жидком топливе стоимостью 100 (1), 200 (2), 300 руб./т у.т. (3) и на местном древесном топливе стоимостью 55 руб./т у.т.(4). h_k^{max}=3000 ч, $П_К$=2400 руб./(чел.·год).

Таблица 4.5

Удельные приведенные затраты на топливо, доставляемое автомобильным транспортом (руб./т у.т.)

Вид топлива	Замыкающие затраты, руб./т у.т.	Дальность перевозки, км			
		20	50	100	200
Уголь	36	40	46	56	76
Мазут	48	50	54	59	70
Дизтопливо	68	70	74	79	90

торой затраты на топливо варьировались в пределах до 300 руб./т у.т. Расчеты, как и ранее, велись согласно выражениям (4.2), (4.3). Принималось во внимание, что ввиду удаленности потребителей появляются дополнительные расходы на транспорт, выполнение строительных и монтажных работ, а также на развитие топливохранилищ. Это было учтено с помощью коэффициента удорожания, равного 1.5.

Результаты расчетов, представленные на рис. 4.8 и 4.9, а также рис. П. 7 и П. 8, наглядно показывают, что увеличение стои-

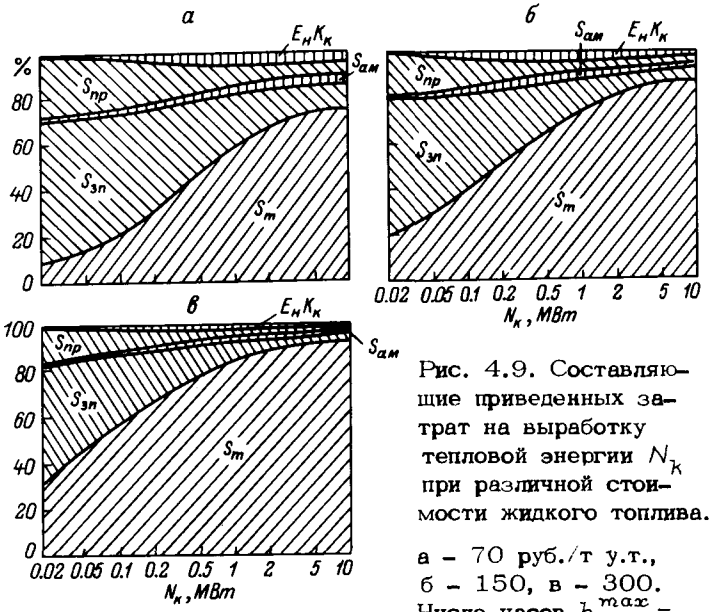


Рис. 4.9. Составляющие приведенных затрат на выработку тепловой энергии $N_к$ при различной стоимости жидкого топлива.

а – 70 руб./т у.т., б – 150, в – 300. Число часов $h_к^{max}$ = = 3000, годовая зарплата персонала 2400 руб./(чел.·год). $S_т$, $S_{зп}$, $S_{ам}$, $S_{пр}$ – затраты на топливо, заработную плату, амортизацию, текущий ремонт и прочие расходы.

мости жидкого топлива ведет к существенному росту удельных приведенных затрат и изменению их структуры. При этом роль составляющей заработной платы и составляющих, определяемых капиталовложениями, заметно снижается. Из сопоставления удельных приведенных затрат котельных, работающих на привозном жидком топливе и местном древесном (рис. 4.8), следует, что, хотя дрова намного дешевле (55 руб./т у.т.), их использование с экономической точки зрения эффективно далеко не всегда, особенно на котельных установках малой мощности (0.2÷0.1 МВт и ниже). И на достаточно крупных котельных мощностью 5÷10 МВт эффективность использования дров сомнительна, так как для обеспечения их работы требуется до 5–10 тыс. т у.т., или 19÷38 тыс.м^3. Заготовить и поставить такое количество дров может лишь находящееся поблизости крупное лесозаготовительное предприятие. На европейском Севере крайние северные и северо-восточные районы располагаются в зоне лесотундры и тундры, где заготовка дров либо затруднена, или невозможна вообще.

Электроснабжение от ДЭС. Приведенные затраты в вариантах электроснабжения от ДЭС определялись согласно выражению (4.4). При выполнении расчетов удельный расход топлива, удельные капиталовложения, штатный коэффициент и норма амортизационных отчислений определялись по кривым рис. 4.10 и 4.11, построенным

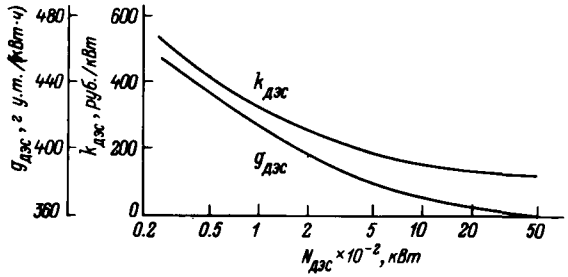


Рис. 4.10. Зависимость удельных капиталовложений $k_{ДЭС}$ и удельного расхода топлива $g_{ДЭС}$ от установленной мощности $N_{ДЭС}$.

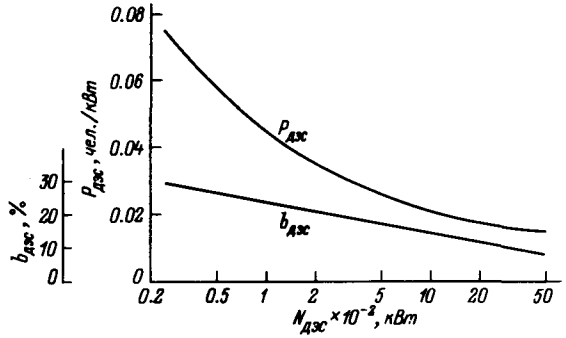


Рис. 4.11. Зависимость штатного коэффициента $P_{ДЭС}$ и нормы амортизационных отчислений $g_{ДЭС}$ от установленной мощности $N_{ДЭС}$.

с использованием материалов предыдущей главы и данных работ [4.12, 4.28–4.31]. Число часов использования в году установленной мощности станций принято равным 3000, что может обеспечить достаточно комфортные условия для жителей изолированного населенного пункта и благоприятные условия эксплуатации энергетического оборудования ДЭС. Затраты на дизельное топливо взяты с учетом транспортных расходов. При доставке топлива автомобильным транспортом на расстояние до 200 км они составляют 70÷90 руб./т у.т. (табл. 4.5). Для пунктов, удаленных на бóльшие расстояния и располагающих слабыми транспортными связями, они достигают 150÷300 руб./т у.т. (рис. 4.6).

Результаты расчета удельных приведенных затрат на выработку электроэнергии на ДЭС представлены на рис. 4.12 и П. 9. Как следует из этих данных, на годовые эксплуатационные расходы приходится до 90–96% приведенных затрат. Себестоимость вырабатываемой электроэнергии составляет 6÷25 коп./(кВт·ч). Удельные приведенные затраты существенно возрастают с уменьшением уста-

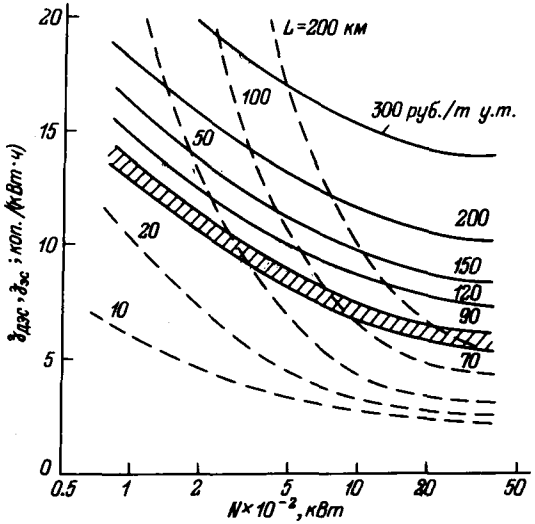


Рис. 4.12. Удельные приведенные затраты $З_{ДЭС}$ на электроэнергию при электроснабжении от ДЭС (сплошные линии, стоимость топлива 70÷300 руб./т у.т.) и от электрических сетей $З_{ЭС}$ (пунктирные линии, длина ЛЭП 10÷20 км) в зависимости от установленной мощности электростанций N или максимума электрической нагрузки потребителя.

новленной мощности электростанций и увеличением стоимости топлива. Удельный вес топливной составляющей возрастает с 20–45% при затратах на топливо 70 руб./т у.т. до 50–80% при 300 руб./т у.т. Это указывает на необходимость изыскания мер по экономии топлива и более рациональному его использованию.

Электроснабжение от электрических сетей. Решение вопроса о присоединении мелких потребителей к электрическим сетям зависит от величины потребляемой электрической мощности и их удаленности. Рассмотрим технико-экономические показатели вариантов централизованного электроснабжения потребителей от электрических сетей при их удалении до 200 км, используя в качестве оценки вариантов приведенные затраты, определяемые выражением (4.5).

Результаты расчета удельных приведенных затрат централизованного электроснабжения представлены на рис. 4.12. Расчеты выполнены для условий использования максимума электрической нагрузки 3000 ч в год. Для рассматриваемых районов замыкающие затраты на электроэнергию в расчете на перспективу приняты в размере 2.0 коп./(кВт·ч) [4.13]. Использованные в ходе выполнения расчетов сведения о значениях рациональных напряжений для передачи электроэнергии, капиталовложениях в ЛЭП и электрооборудование и другие необходимые данные заимствованы из работ (например, [4.10, 4.12, 4.31–4.34]).

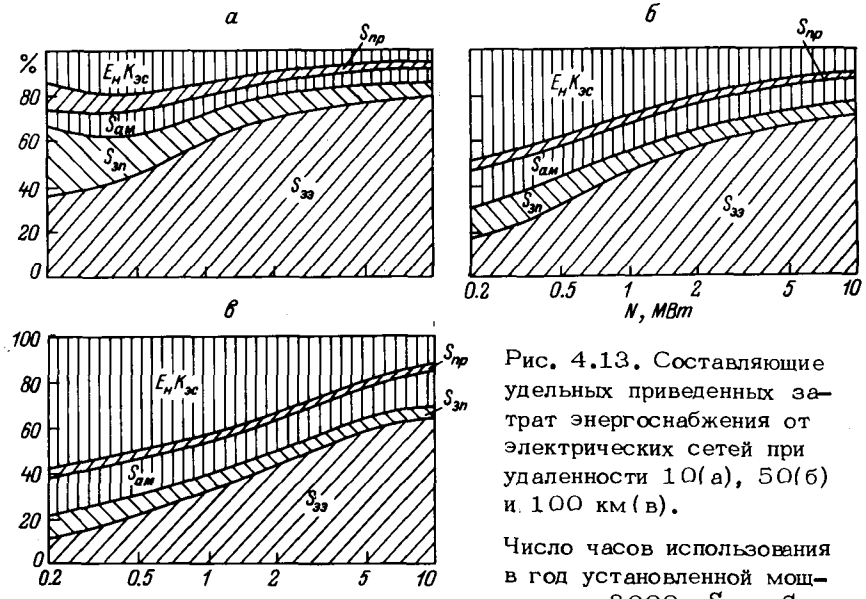


Рис. 4.13. Составляющие удельных приведенных затрат энергоснабжения от электрических сетей при удаленности 10(а), 50(б) и 100 км(в).

Число часов использования в год установленной мощности – 3000. $S_{ээ}$, $S_{эп}$, $S_{ам}$, $S_{пр}$ – затраты на электроэнергию, заработную плату, амортизацию и прочие расходы.

Представленные на рис. 4.12 данные совмещены с показателями электроснабжения от местных ДЭС. Сопоставление показателей двух схем электроснабжения показывает, что влияние фактора удаленности наибольшее значение имеет в вариантах энергоснабжения от электрических сетей. Увеличение дальности передачи энергии с 20 до 200 км приводит к возрастанию затрат в 2.0–2.5 раза. При электроснабжении от ДЭС в условиях регулярной доставки топлива на то же расстояние (заштрихованная область на рис. 4.12) приведенные затраты возрастают лишь на 7–15%. С увеличением дальности резко повышается удельный вес составляющих $E_н K_{эс}$ и $S^{ам}$, определяемых капиталовложениями (рис. 4.13). Их доля может возрастать до 40% и более.

Электро- и теплоснабжение от электрических сетей. При организации совместного электро- и теплоснабжения от электрических сетей существенно возрастают нагрузка и объемы передаваемой по ЛЭП электроэнергии. По сравнению с вариантами, предусматривающими только одно электроснабжение, это потребует увеличения сечения проводов, мощности силового оборудования, а в конечном счете – больших капиталовложений. Для обеспечения необходимого уровня надежности энергоснабжения потребуется также сооружение резервных электростанций и котельной на органическом топливе. Приведенные затраты в вариантах комбинированного электро- и теплоснабжения от электрических сетей определялись согласно выражению (4.6).

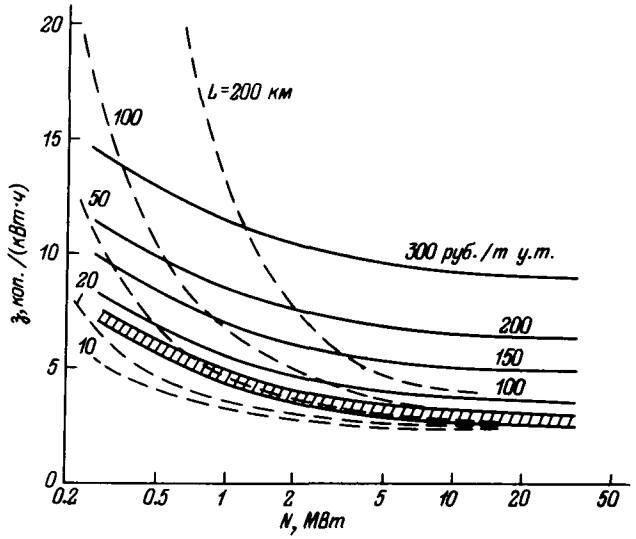


Рис. 4.14. Удельные приведенные затраты $З$ в вариантах энергоснабжения от котельной и ДЭС (сплошные линии) и энергоснабжения от электрических сетей (пунктирные линии) в зависимости от потребляемой мощности N.

Число часов использования в год установленной мощности – 3000.

Показатели комбинированного энергоснабжения от электрических сетей целесообразно сравнить с аналогичными показателями в вариантах раздельного энергоснабжения потребителей от котельной на органическом топливе и ДЭС, суммарные приведенные затраты по которым на основании (4.3) и (4.4) определяются выражением

$$З_{к+дэс}=\left(\frac{0.143\,Q_к h_к^{max}}{\eta_к\,\eta_{т.х}}+10^3\,\frac{1}{\eta_{тх}}\,g_{дэс}N_{дэс}h_{дэс}^{max}\right)з^{т}+ \qquad (4.9)$$

$$+1.3\left(p_к Q_к П_к+p_{дэс}N_{дэс}П_{дэс}+b_к K_к+b_{дэс}K_{дэс}\right)+E_н\left(K_к+K_{дэс}\right).$$

На рис. 4.14 представлены результаты такого сравнения. Они свидетельствуют о том, что комбинированное электро- и теплоснабжение от электрических сетей эффективно в основном лишь при сравнительно небольшой удаленности от опорных пунктов энергосистем – до 30–50 км. При большей удаленности целесообразность данного способа энергоснабжения оправданна лишь в районах с тяжелыми условиями топливоснабжения, когда стоимость последнего достигает 100÷300 руб./т у.т. Однако и в этих условиях область экономической эффективности централизованного энергоснабжения от электрических сетей существенно сужается с уменьшением потребляемой мощности и увеличением удаленности (протяженности ЛЭП).

4.9. Выводы

1. Освоение природных богатств европейского Севера сдерживается суровыми природно-климатическими условиями, удаленностью от центральных районов, а также слабым развитием дорожно-транспортной сети.

2. В районах европейского Севера насчитывается примерно 6 тыс. населенных пунктов с числом жителей до 5000 чел., в которых проживает около 30% населения. Удаленность и разобщенность малых населенных пунктов существенно затрудняет организацию их топливо- и энергоснабжения.

3. Из-за повышенных расходов на местный распределительный транспорт затраты на топливо у мелких потребителей возрастают при перевозках автотранспортом в 1.2–1.5 раза, водным морским транспортом – в 1.5–2.0 раза, бездорожным транспортом – в 2–3 раза, а при использовании авиации – в 3–5 раз по отношению к отпускной цене на опорных пунктах топливоснабжения.

4. Технико-экономические показатели действующих энергетических установок малой мощности находятся на низком уровне. Число часов использования в году установленной мощности котельных составляет 2000÷4000, ДЭС – 1000÷3000. Штатный коэффициент на котельных производительностью 1÷10 МВт равен 2÷10 чел./МВт, на электростанциях мощностью до 1000 кВт – 20÷70 чел./МВт. Себестоимость тепловой энергии достигает 7÷10 руб./ГДж, электрической – 7÷25 коп./(кВт·ч).

5. Наиболее эффективными видами топлива, обеспечивающими минимум приведенных затрат на выработку тепловой и электрической энергии, являются мазут и дистиллятное топливо. Использование угля из-за высоких удельных затрат на местный распределительный транспорт должно ограничиваться районами вблизи опорных баз топливоснабжения.

6. Наиболее тяжелые условия топливоснабжения характерны для прибрежных населенных пунктов Баренцева и Белого морей и удаленных труднодоступных пунктов материковой части европейского Севера. Стоимость топлива здесь может достигать 100÷300 руб./т у.т. и более.

7. Из традиционных теплогенерирующих установок наиболее экономичными в условиях рассматриваемых районов являются котельные на жидком топливе. С увеличением удаленности от опорных баз топливоснабжения эффективность котельных на жидком топливе (по сравнению с углем) возрастает.

8. Целесообразность централизации электроснабжения определяется соотношением между мощностью потребителя, его удаленностью и затратами на топливо. Электроснабжение мелких потребителей от электрических сетей эффективнее, чем от местных дизельных электростанций, в широком диапазоне потребляемой мощности при удаленности до 20–30 км, а для потребителей с максимумом нагрузки 1–2 МВт – до 200 км.

9. Эффективность совместного электро– и теплоснабжения от электрических сетей по сравнению с энергоснабжением от котельных и ДЭС в основном ограничивается удаленностью 30 км.

5. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С УЧАСТИЕМ ВЕТРОЭНЕРГОУСТАНОВОК

Использование энергии ветра в районах Севера представляется перспективным для целей тепло– и электроснабжения. Работа ВЭУ по вынужденному графику, определяемому естественным режимом ветра, не позволяет применять их в качестве единственных источников энергоснабжения, а вынуждает комбинировать с котельными установками и с электростанциями различных типов. К последним в первую очередь относятся ДЭС, а также газотурбинные (ГТУ) и гидроэлектростанции (ГЭС) малой мощности. Увязка режимов работы указанных типов энергоустановок с режимами ВЭУ и методика оценки возможных технико–экономических показателей их совместной работы в литературе практически не рассматривались. Вопросы совместной работы мощных ВЭУ и ВЭС с энергосистемой представляют значительный интерес, начинают находить освещение в печати (см., например, [1.11, 2.1]), однако выходят за пределы настоящей книги.

В данной главе излагается методика оценки технико–экономических показателей схем энергоснабжения изолированных потребителей с участием ВЭУ при покрытии тепловой и электрической нагрузки, а также приводятся результаты расчетов, выполненных по ней применительно к условиям Севера.

5.1. Участие ВЭУ в покрытии отопительной нагрузки

Теплопотери группы зданий без учета влияния ветра определяются известным выражением

$$Q_0 = q_0 V (t_в - t_н), \qquad (5.1)$$

где Q_0 – теплопотери в секунду, или мощность тепловых потерь, кВт; q_0 – средняя удельная тепловая характеристика группы зданий, кВт/(м^3·град); V – общий наружный объем группы зданий, м^3; $t_в$ и $t_н$ – внутренняя и наружная температура воздуха, °С.

Увеличение теплопотерь от ветра может учитываться с помощью поправочного коэффициента $k_υ$ или приведенной наружной температуры $t_н^{пр}$ [5.1]:

$$Q_υ = Q_0 k_υ = q_0 V (t_в - t_н^{пр}). \qquad (5.2)$$

Зависимость коэффициента $k_υ$ от скорости ветра представлена на рис. 5.1 [5.1].

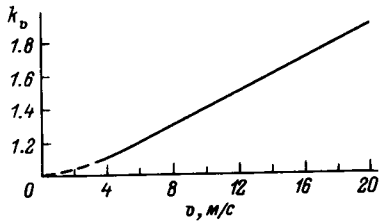


Рис. 5.1. Зависимость коэффициента k_υ от скорости ветра.

В северных районах ветер является вторым после наружной температуры воздуха климатическим фактором, определяющим масштабы теплопотребления. На рис. П. 10 представлена карта распределения среднегодовых температур воздуха по территории севера европейской части СССР. По нанесенным на карту изотермам видно, что среднегодовая температура воздуха изменяется от плюс 2 °С в южных районах Карелии до минус 5–7 °С на крайнем северо-востоке региона. Ветер значительно деформирует рассмотренную выше картину (рис. П.11). В отдельных наиболее ветреных районах (побережье Баренцева моря и др.) влияние ветра эквивалентно снижению среднегодовой температуры воздуха на 5–8°. Поэтому учет влияния ветра на режимы отопления и оценка возможного участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки потребителей Севера имеет существенное значение.

Располагая зависимостью, представленной на рис. 5.1, и привлекая данные о среднесуточных температуре наружного воздуха и скорости ветра, для месячного $W_м$ и годового $W_г$ расходов тепловой энергии на отопление группы рассматриваемых зданий можем записать

$$W_{мj} = 24 q_0 V \sum_{i=1}^{n_{мj}} \Delta t_i ,$$

$$W_г = 24 q_0 V \sum_{i=1}^{n_г} \Delta t_i = \sum_{j=1}^{12} W_{мj} , \qquad (5.3)$$

где $n_{мj}$ и $n_г$ – длительность отопительного периода в j-м месяце и в целом за год, сут; $\Delta t_i = k_\upsilon (t_в - t_н)$ – средняя разность температур внутреннего и наружного воздуха в течение i-х суток с учетом поправки на ветер.

На основании зависимости (5.3) по результатам многолетних наблюдений были получены графики сезонного изменения теплопотребления для характерного пункта на северном побережье Кольского полуострова. Как следует из рис. 5.2, ветер существенно увеличивает теплопотребление. Обращает на себя внимание синхронность графиков годового хода ветра и потребности в тепловой энергии, что благоприятно для использования ветровой энергии на отопление.

Если отопление производится только от котельной, то от нее подается все тепло $W_г$. В случае, когда наряду с котельной для отопления используется ВЭУ, часть графика отопительной на-

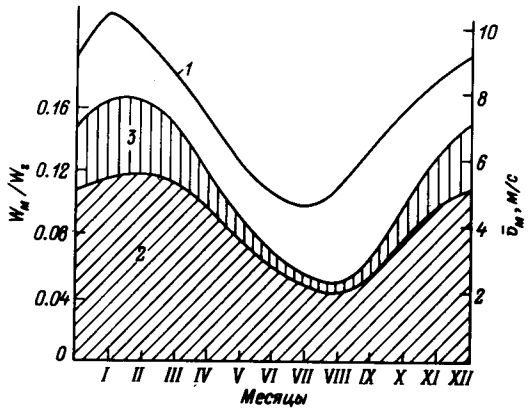


Рис. 5.2. Сезонное изменение среднемесячной скорости ветра (1) и теплопотребления зданий, обусловленного наружной температурой воздуха (2) и ветром (3) на северном побережье Кольского полуострова (пос. Дальние Зеленцы).

грузки будет покрываться от нее, а остальная – от котельной (рис. 5.3).

Реальный график теплопотребления зависит в основном от хода изменения температур наружного воздуха и скорости ветра в течение всего отопительного периода, который определяется природными явлениями и может оцениваться лишь вероятностными методами, базирующимися на большом количестве статистических данных наблюдений. Учет этих зависимостей в практике расчетов годовых расходов энергии производят с помощью средней интегральной величины h^{max}, под которой понимают число часов использования максимума тепловой нагрузки:

$$h^{max} = \frac{W_г}{Q_{max}} , \qquad (5.4)$$

где Q_{max} – максимальная мощность тепловых потерь. В нашем случае будем иметь

$$h^{max} = \frac{24 q_0 V \sum_{i=1}^{n_г} \Delta t_i}{q_0 V \Delta t_{max}} = 24 \frac{\sum_{i=1}^{n_г} \Delta t_i}{\Delta t_{max}} . \qquad (5.5)$$

Мощность ВЭУ пропорциональна скорости ветра в кубе и определяется выражением (3.49). С учетом рабочего диапазона скоростей ветра от $\upsilon_{min\,р}$ до $\upsilon_{max\,р}$ выражение для мощности $N_{ВЭУ}$ можно записать в виде

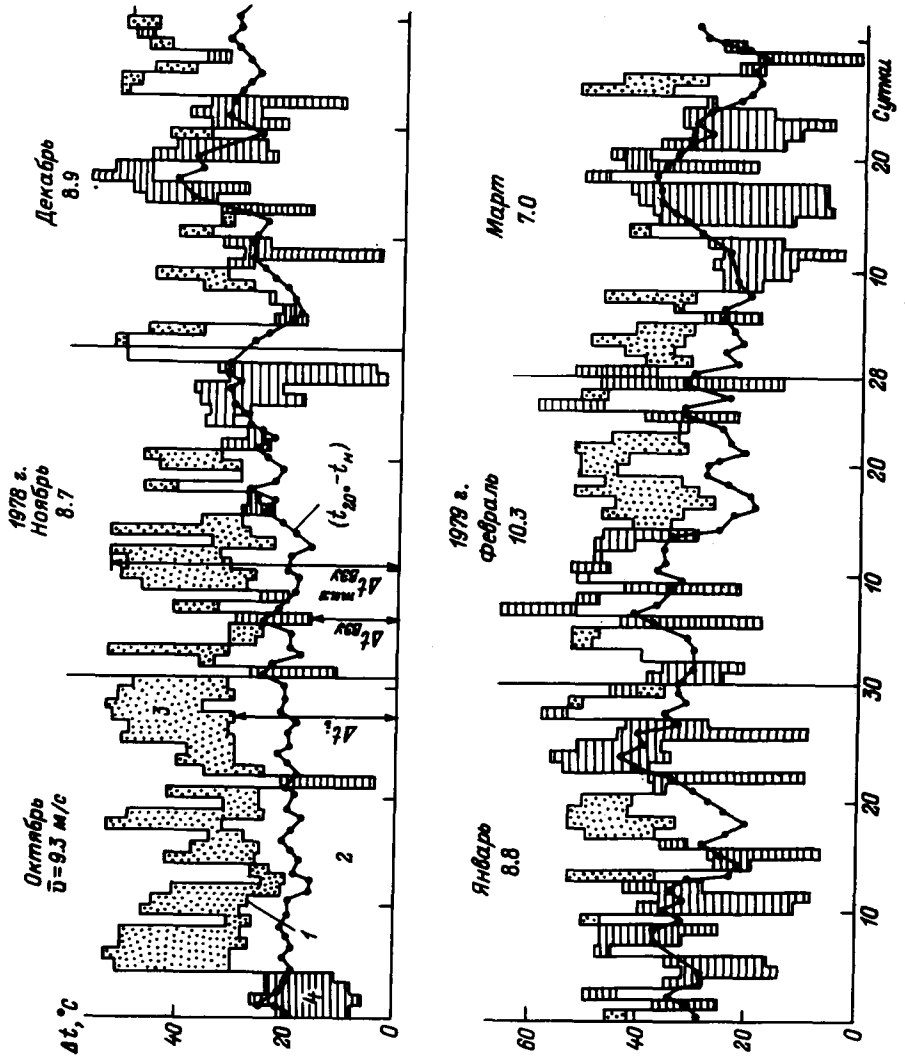


Рис. 5.3. Хронологический ход участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки.

Ветрополигон в пос. Дальние Зеленцы, $\beta^{т}$=0.8. 1 – график тепловой нагрузки; 2 – полезно используемая энергия ВЭУ; 3 – избыточная энергия ВЭУ; 4 – энергия, вырабатываемая котельной установкой.

$$N_{ВЭУ} = N_{ВЭУ}^{max} \varphi v^3, \tag{5.6}$$

где

$$\varphi = \begin{cases} 0 & \text{при} \quad v \le v_{min\,р}, \\ 1 & \text{при} \quad v_{min\,р} \le v \le v_р, \\ \left(\frac{v_р}{v}\right)^3 & \text{при} \quad v_р < v; \end{cases} \tag{5.7}$$

$$v = \left(\frac{v}{v_р}\right),$$

$v_р$ – расчетная скорость ветра, определяющая $N_{ВЭУ}^{max}$.

При использовании ВЭУ для отопления можно ввести условную разность температур $\Delta t_{ВЭУ}$ (рис. 5.3), определяемую из выражения

$$N_{ВЭУ} = q_0 V \Delta t_{ВЭУ}. \tag{5.8}$$

Величина $\Delta t_{ВЭУ}$ представляет собой такую разность температур, которая определяет значение тепловых потерь группы рассматриваемых зданий, равное мощности ВЭУ:

$$\Delta t_{ВЭУ} = \frac{N_{ВЭУ}^{max}}{N_k^{max}} \varphi v^3 \Delta t_{ВЭУ}^{max} = \beta^{т} \varphi v^3 \Delta t_{ВЭУ}^{max}, \tag{5.9}$$

где $\beta^{т} = \dfrac{N_{ВЭУ}^{max}}{N_k^{max}}$.

При сильном ветре и сравнительно небольших разностях температур Δt_i не вся мощность ВЭУ может использоваться на отопление (ВЭУ станет работать не на полную мощность). Поэтому расчетная величина $\Delta t_{ВЭУ\,i}^{расч}$ будет определяться как

$$\Delta t_{ВЭУ\,i}^{расч} = \begin{cases} \Delta t_{ВЭУ\,i} & \text{при} \quad \Delta t_{ВЭУ\,i} \le \Delta t_i, \\ \Delta t_i & \text{при} \quad \Delta t_{ВЭУ\,i} > \Delta t_i. \end{cases} \tag{5.10}$$

Количество электроэнергии $W^{г}_{ВЭУ}$, выработанной за отопительный период, превращенное в тепло и пошедшее на отопление, может быть определено на основании среднесуточных скоростей ветра в течение всего отопительного периода:

$$W^{г}_{ВЭУ} = 24\, q_0 V \sum_{i=1}^{n_г} \Delta t^{расч}_{ВЭУ\,i}. \qquad (5.11)$$

Доля участия ВЭУ $\alpha^{т}$ в покрытии отопительной нагрузки за весь отопительный период составит

$$\alpha^{т} = \frac{W^{г}_{ВЭУ}}{W_г} = \frac{24 q_0 V \sum_{i=1}^{n_г} \Delta t^{расч}_{ВЭУ\,i}}{24 q_0 V \sum_{i=1}^{n_г} \Delta t_i} = \frac{\sum_{i=1}^{n_г} \Delta t^{расч}_{ВЭУ\,i}}{\sum_{i=1}^{n_г} \Delta t_i}. \qquad (5.12)$$

Наибольшее возможное участие ВЭУ в покрытии реального отопительного графика можно оценить с помощью средней интегральной величины $h^{max}_{ВЭУ}$, которая определяется как число часов использования максимума установленной мощности ВЭУ:

$$h^{max}_{ВЭУ} = \frac{W^{г}_{ВЭУ}}{N^{max}_{ВЭУ}} = \frac{24 N^{max}_{к} \sum_{i=1}^{n_г} \Delta t^{расч}_{ВЭУ\,i}}{N^{max}_{ВЭУ} \Delta t^{max}_{ВЭУ}} = \frac{24}{\beta^{т} \Delta t^{max}_{ВЭУ}} \sum_{i=1}^{n_г} \Delta t^{расч}_{ВЭУ\,i} \qquad (5.13)$$

С использованием (5.12) получим связь между $\alpha^{т}$ и $h^{max}_{ВЭУ}$:

$$h^{max}_{ВЭУ} = \frac{\alpha^{т} W_г}{N^{max}_{ВЭУ}} = \frac{\alpha^{т} N^{max}_{к} h^{max}_{к}}{N^{max}_{ВЭУ}} = \frac{\alpha^{т}}{\beta^{т}} h^{max}_{к}. \qquad (5.14)$$

Для определения $\alpha^{т}$ и $h^{max}_{ВЭУ}$ был обработан обширный материал наблюдений по ряду метеостанций европейского Севера, включающий синхронные записи скорости ветра и наружной температуры воздуха. В основу расчетов взят 1973 г., в январе которого имели место самые холодные пятидневки. Расчетная приведенная (с учетом ветра) температура самой холодной пятидневки в отдельных пунктах достигала минус 53–57 °С.

Обработка большого массива данных позволила выявить зависимость суточной выработки энергии ВЭУ от среднесуточной скорости ветра (рис. 5.4). Эта зависимость явилась основой для дальнейшей обработки обширной информации и ее систематизации для отдельных месяцев и в целом за год. Все вычисления производились сериями с изменением $\beta^{т}$ в пределах от 0 до 1.

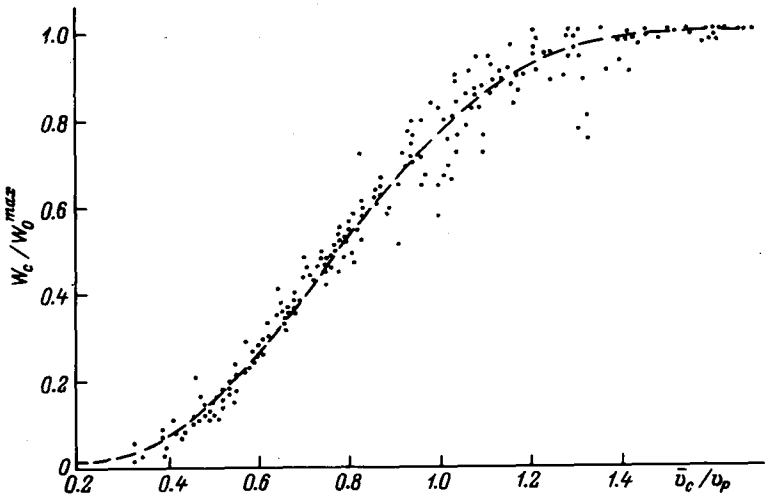


Рис. 5.4. Зависимость суточной выработки энергии ВЭУ от среднесуточной скорости ветра.

$v_р$ – расчетная скорость ветра, при которой ВЭУ развивает номинальную мощность.

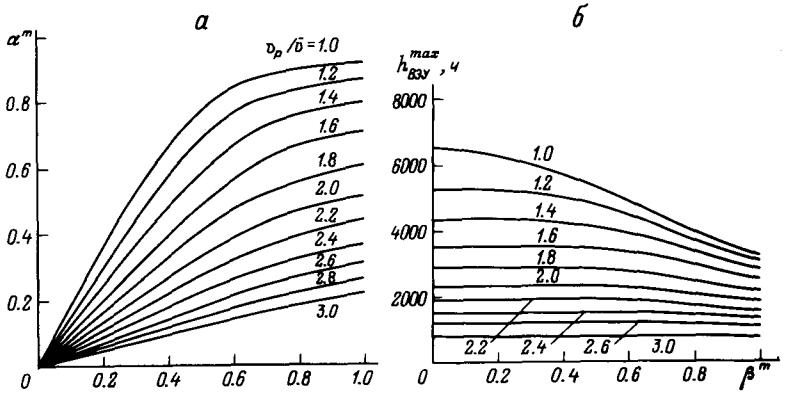


Рис. 5.5. Зависимость доли участия ВЭУ $\alpha^{т}$ в покрытии графика тепловой нагрузки (а) и числа часов использования в году ее максимальной производительности (б) от соотношения мощностей $\beta^{т} = N^{max}_{ВЭУ} / N^{max}_{к}$ и отношения расчетной и среднегодовой скоростей ветра $v_р / \bar{v}$.

Анализ полученных данных показал, что несмотря на большое разнообразие климатических условий (среднегодовые скорость и температура воздуха), в рассматриваемых районах число часов $h_к^{max}$ довольно устойчиво и составляет в среднем 3500.

В обобщенном виде результаты расчета $\alpha^т$ и $h_{ВЭУ}^{max}$ представлены на рис. 5.5.

5.2. Предельные удельные капиталовложения в ВЭУ при совместной работе с котельной

Технико-экономическое сравнение вариантов традиционного теплоснабжения от котельной и вариантов с участием ВЭУ проведем в соответствии с общепринятой методикой [4.11] по приведенным затратам. При этом будем предполагать, что обслуживание котельной и ВЭУ в вариантах их совместной работы ведется одним и тем же персоналом.

На основании (4.3) приведенные затраты по котельной, работающей на органическом топливе, определяются выражением

$$З_к = S_к^т + 1.3\left(p_к N_к^{max} П_к + b_к K_к\right) + E_н K_к , \qquad (5.15)$$

где $S_к^т$ – затраты на топливо при покрытии всей тепловой нагрузки котельной, руб./год.

Приведенные затраты в варианте совместной работы котельной и ВЭУ

$$З_{к+ВЭУ} = (1-\alpha^т) S_к^т + 1.3\left(p_к N_к^{max} П_к + b_к K_к\right) + $$

$$+ 1.3\, b_{ВЭУ} K_{ВЭУ} + E_н K_к + E_н K_{ВЭУ} , \qquad (5.16)$$

где $b_{ВЭУ}$ – норма амортизационных отчислений ВЭУ в долях от капиталовложений $K_{ВЭУ}$, год$^{-1}$

Приравнивая (5.15) и (5.16), для предельных капиталовложений можно записать

$$K_{ВЭУ}^{пред} = \frac{\alpha^т S_к^т}{1.3\, b_{ВЭУ} + E_н} . \qquad (5.17)$$

Подставляя значение топливной составляющей

$$S_к^т = \frac{N_к^{max} h_к^{max} З^т}{\eta_к \eta_{тх}}$$

и учитывая (5.14), для удельных предельных капиталовложений получим

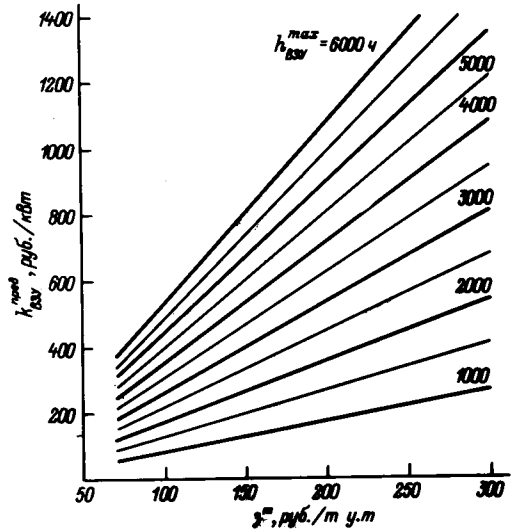


Рис. 5.6. Зависимость предельных удельных капиталовложений $k_{ВЭУ}^{пред}$ в ВЭУ в вариантах ее совместной работы с котельной от приведенных затрат на топливо $З^т$ у потребителя и числа часов использования максимальной мощности ВЭУ $h_{ВЭУ}^{max}$.

$$k_{ВЭУ}^{пред} = \frac{K_{ВЭУ}^{пред}}{N_{ВЭУ}^{max}} = \frac{h_{ВЭУ}^{max} З^т}{\left(1.3\, b_{ВЭУ} + E_н\right) \eta_к \eta_{тх}} . \qquad (5.18)$$

Принимая $b_{ВЭУ}$=0.07 [5.2], $E_н$=0.12, $\eta_к \eta_{тх}$=0.7·0.95=0.665 [4.8, 4.10] и приводя размерность удельных капиталовложений к руб./кВт, будем иметь

$$k_{ВЭУ}^{пред} = 0.9 \cdot 10^{-3} h_{ВЭУ}^{max} З^т . \qquad (5.19)$$

На рис. 5.6 дана графическая иллюстрация этой зависимости.

Располагая данными о распределении скоростей ветра по территории европейского Севера (рис. 3.8), сведениями о приведенных затратах на топливо в рассматриваемых северных районах (рис. 4.6), а также полученными выше данными о возможном участии ВЭУ в покрытии графика тепловой нагрузки (рис. 5.5), можно построить карту распределения предельных удельных капиталовложений в ВЭУ по территории региона. Пример такого построения для конкретных условий (высота расположения оси ветроколеса 10 м, расчетная скорость ветра ВЭУ $v_р$ =10 м/с) представлен на рис. 5.7. Для крупных ВЭУ при высоте расположения оси ветроколеса 50 м и расчетной скорости ветра 13 м/с предельные удельные капиталовложения в ВЭУ по сравнению с данными, приведенными на рис. 5.7, увеличиваются примерно на 200 руб./кВт.

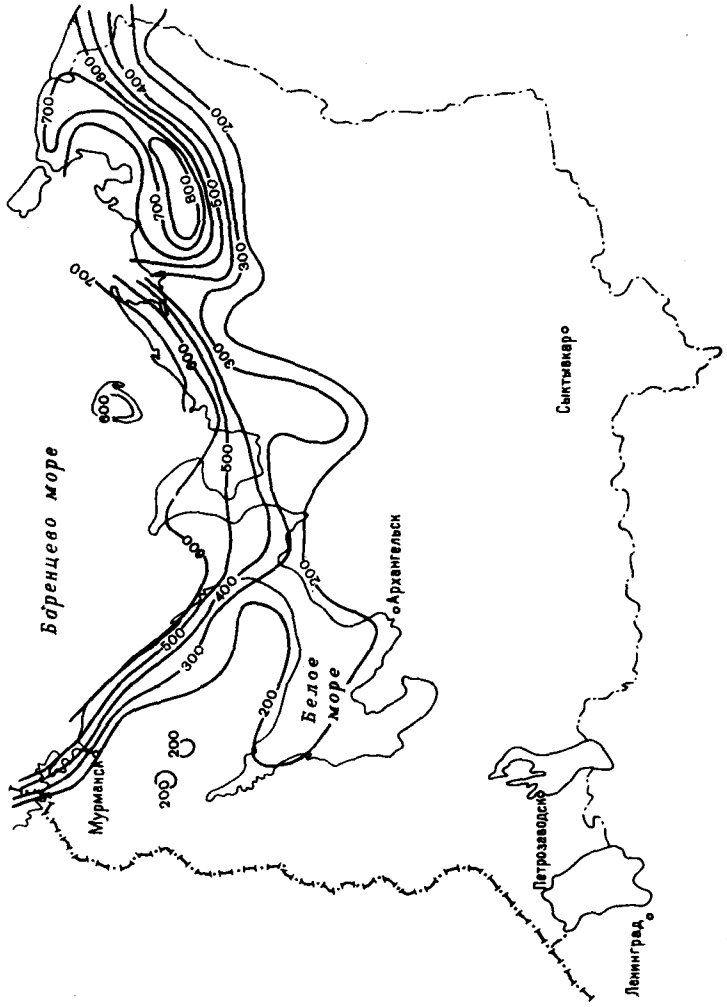


Рис. 5.7. Предельные удельные капиталовложения в ВЭУ (руб./ кВт) в вариантах совместной работы с котельной.
Высота расположения оси ветроколеса ВЭУ равна 10 м.

5.3. Минимальные приведенные затраты при совместной работе ВЭУ с котельной

Представленную на рис. 5.5 зависимость доли участия ВЭУ в покрытии графика тепловой нагрузки можно довольно точно аппроксимировать выражением

$$\alpha_0^{\tau} = 1 - \exp\left[-3.2\left(\frac{v_p}{\bar{v}}\right)^{-2}\beta^{\tau}\right]. \qquad (5.20)$$

Приведенная зависимость соответствует районам со среднегодовой температурой воздуха около 0 °С. Доля возможного участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки существенно зависит от температуры наружного воздуха. Об этом свидетельствуют данные рис. 5.8. Рассмотрение большого количества результатов расчетов позволило взаимосвязь параметра α^{τ} и температуры наружного воздуха описать одной эмпирической формулой:

$$\alpha^{\tau} = 1 - \exp\left[-3.2\left(\frac{v_p}{\bar{v}}\right)^{-2}(\beta^{\tau} - \delta)\right], \qquad (5.21)$$

где $\delta = 0.54 - \frac{t_н^{ср} + 40}{74 - 3.7 t_н^{ср}}$ – параметр, учитывающий величину среднегодовой температуры наружного воздуха $t_н^{ср}$ ($\delta = 0$ при $t_н^{ср} = -40$ °С).

Примеры результатов расчетов по формуле (5.21) приведены на рис. 5.9. (см. с. 147).

Подставляя α^{τ} в (5.16) для приведенных затрат в варианте совместной работы котельной и ВЭУ, получим

$$З_{к+ВЭУ} = S_к^{\tau}\exp\left[-3.2\left(\frac{v_p}{\bar{v}}\right)^{-2}(\beta^{\tau} - \delta)\right] + 1.3(p_к N_к^{max} П_к + b_к K_к) + (1.3 b_{ВЭУ} + E_н)\beta^{\tau} N_к^{max} k_{ВЭУ} + E_н K_к, \qquad (5.22)$$

где $\beta^{\tau} N_к^{max} k_{ВЭУ} = K_{ВЭУ}$ – капиталовложения в ВЭУ.

Раскрывая величину топливной составляющей и переходя к удельным приведенным затратам, будем иметь

$$З_{к+ВЭУ} = \frac{З^{\tau}}{\eta_к \eta_{тх}}\exp\left[-3.2\left(\frac{v_p}{\bar{v}}\right)^{-2}(\beta^{\tau} - \delta)\right] + \frac{1.3}{h_к^{max}}(p_к П_к + b_к K_к) + \frac{1.3 b_{ВЭУ} + E_н}{h_к^{max}}\beta^{\tau} k_{ВЭУ} + \frac{E_н k_к}{h_к^{max}}, \qquad (5.23)$$

где $k_к$ и $k_{ВЭУ}$ – удельные капиталовложения в котельную и ВЭУ. Полученное выражение весьма универсально. Оно учитывает комп-

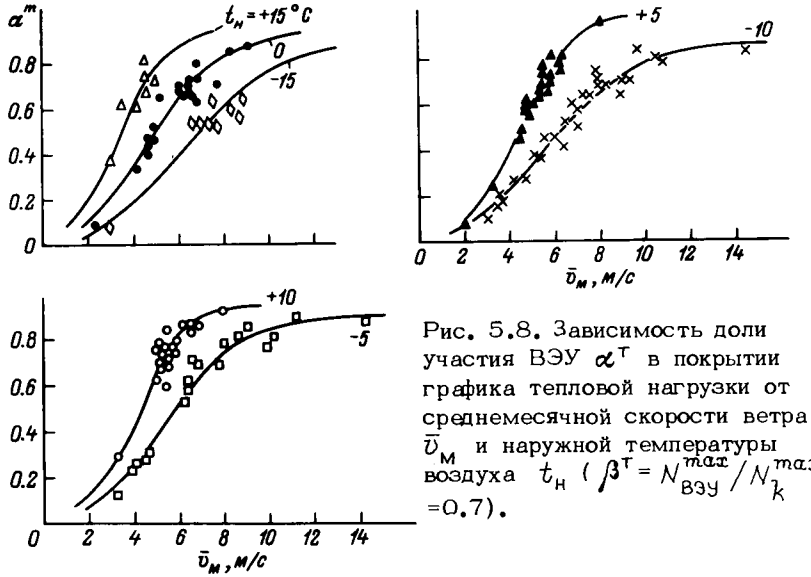


Рис. 5.8. Зависимость доли участия ВЭУ $\alpha^т$ в покрытии графика тепловой нагрузки от среднемесячной скорости ветра $\bar{v}_м$ и наружной температуры воздуха $t_н$ ($\beta^т = N^{max}_{ВЭУ}/N^{max}_{k}$ = =0.7).

лекс факторов, влияющих на эффективность применения ВЭУ: режим ветра (среднегодовую скорость $\bar{v}$), техническую характеристику ВЭУ (расчетную скорость ветра $v_р$), число часов использования в году установленной мощности котельной $h^{max}_к$, стоимость топлива $з^т$, удельные капиталовложения в ВЭУ $k_{ВЭУ}$ и др.

Второе и четвертое слагаемые выражения (5.23) не зависят от мощности ВЭУ (параметра $\beta^т$). Первое слагаемое определяет затраты на топливо. С увеличением мощности ВЭУ эти затраты убывают. Третье слагаемое определяется величиной капиталовложений в ВЭУ. С ростом мощности ВЭУ капиталовложения увеличиваются. Минимум приведенных затрат и оптимальное $\beta^т_{опт}$ будут иметь место, когда первая производная равна нулю, а вторая – положительная. Дифференцируя (5.23), получим

$$\frac{dз_{к+ВЭУ}}{d\beta^т} = -3.2\left(\frac{v_р}{\bar{v}}\right)^{-2}\frac{з^т}{\eta_к\eta_{тх}}\exp\left[-3.2\left(\frac{v_р}{\bar{v}}\right)^{-2}(\beta^т-\delta)\right]+$$

$$+\frac{(1.3b_{ВЭУ}+E_н)}{h^{max}_к}k_{ВЭУ}=0. \qquad (5.24)$$

После несложных преобразований находим

$$\beta^т_{опт}=\delta+\frac{1}{3.2}\left(\frac{v_р}{\bar{v}}\right)^2 ln\left[\frac{3.2}{(1.3b_{ВЭУ}+E_н)}\,\frac{h^{max}_к з^т}{\eta_к\eta_{тх}b_{ВЭУ}\left(\frac{v_р}{\bar{v}}\right)^2}\right]. \qquad (5.25)$$

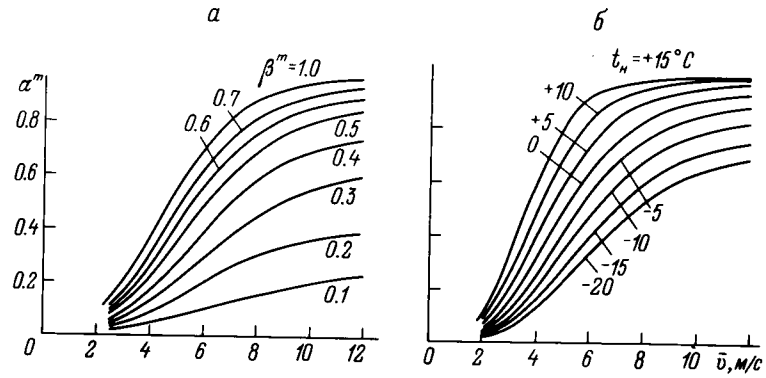


Рис. 5.9. Зависимость доли участия ВЭУ $\alpha^т$ в покрытии графика тепловой нагрузки от средней скорости ветра $\bar{v}$ и соотношения мощностей $\beta^т = N^{max}_{ВЭУ}/N^{max}_{k}$ (а), а также от $\bar{v}$ и средней температуры наружного воздуха $t_н$ (б).

а – $t_н$=0 °С, б – $\beta^т$=0.7.

Вторая производная

$$\frac{d^2 з_{к+ВЭУ}}{d(\beta^т)^2} = 3.2^2\left(\frac{v_р}{\bar{v}}\right)^{-4}\frac{з^т}{\eta_к\eta_{тх}}\exp\left[-3.2\left(\frac{v_р}{\bar{v}}\right)^{-2}(\beta^т-\delta)\right] \qquad (5.26)$$

больше нуля для всех значений $\beta^т$, поэтому получено условие минимума.

Подставляя (5.25) в (5.22), найдем минимум приведенных затрат в варианте совместной работы котельной и ВЭУ

$$з^{min}_{к+ВЭУ}=\frac{1.3b_{ВЭУ}+E_н}{3.2}N^{max}_к k_{ВЭУ}\left(\frac{v_р}{\bar{v}}\right)\left\{1+ln\left[\frac{3.2}{(1.3b_{ВЭУ}+E_н)}\times\right.\right.$$

$$\left.\left.\times\frac{h^{max}_к з^т}{\eta_к\eta_{тх}k_{ВЭУ}\left(\frac{v_р}{\bar{v}}\right)^2}\right]\right\}+1.3\left(p_к N^{max}_к П_к+b_к K_к\right)+E_н K_к. \qquad (5.27)$$

Если отнесем полученные затраты к годовой выработке тепловой энергии, то будем иметь удельные минимальные приведенные затраты

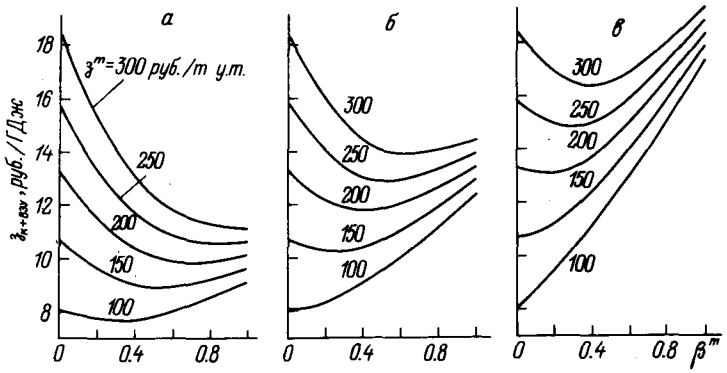


Рис. 5.10. Удельные приведенные затраты в вариантах совместной работы котельной и ВЭУ при разных $k_{ВЭУ}$.

Мощность котельной $N_к^{max}$=1 МВт, расчетная скорость ветра $v_р$= =1.4$\bar{v}$. $k_{ВЭУ}$, руб./кВт: а – 300, б – 500, в – 800.

$$\min_{} з_{к+ВЭУ} = \frac{(1.3 b_{ВЭУ}+E_н)}{3.2}\frac{k_{ВЭУ}}{h_к^{max}}\left(\frac{v_р}{\bar{v}}\right)^2\left[1+\ln\frac{3.2}{(1.3 b_{ВЭУ}+E_н)}\times\right.$$

$$\left.\times\frac{h_к^{max} з^т}{\eta_к \eta_{тх} k_{ВЭУ}\left(\frac{v_р}{\bar{v}}\right)^2}\right]+\frac{1.3}{h_к^{max}}(p_к П_к + b_к k_к)+E_н\frac{k_к}{h_к^{max}}. \quad (5.28)$$

На рис. 5.10 показана зависимость удельных приведенных затрат от параметра $\beta^т$ для мощности котельной 1 МВт при различных затратах на топливо $з^т$ и различных удельных капиталовложениях $k_{ВЭУ}$. Из графиков видно, что затраты на топливо очень существенно влияют на характер кривых. С удорожанием топлива минимум затрат смещается в область более высоких значений $\beta^т$ и становится острее. По сравнению с вариантом теплоснабжения только от котельной ($\beta^т$=0), работающей на топливе стоимостью 200÷300 руб./т у.т., применение ВЭУ обеспечивает снижение затрат на 2–10% при $k_{ВЭУ}$=800 руб./кВт, на 15–30% – при 500 руб./кВт и на 50–70% – при 300 руб./кВт.

Графики, аналогичные представленным на рис. 5.10, для котельных мощностью 50÷10000 кВт при $k_{ВЭУ}$=500 руб./кВт приведены в приложении на рис. П. 12. Из этих данных следует, что характер зависимостей остается в основном тем же, а численные значения меняются существенно.

5.4. Участие ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки

Количество электроэнергии $Э^г$, необходимой для покрытия графика электрической нагрузки изолированного объекта в течение года, определяется известной зависимостью

$$Э^г = N^{max} h^{max}, \quad (5.29)$$

где N^{max} – максимальная нагрузка, кВт; h^{max} – число часов использования максимума нагрузки. Это количество электроэнергии должно вырабатываться в соответствии с графиком нагрузки только ДЭС или ДЭС совместно с ВЭУ. Во втором случае следует стремиться использовать мощность, развиваемую ВЭУ, в максимально возможной степени. При этом условии энергия, выработанная ВЭУ и пошедшая на покрытие заданного графика электрической нагрузки, может быть записана следующим образом:

$$Э^г_{ВЭУ} = \sum_{i=1}^{8160} N^{расч}_{ВЭУ i}\Delta\tau, \quad (5.30)$$

$$N^{расч}_{ВЭУ i} = \begin{cases} N_{ВЭУ i} & \text{при} \quad N_{ВЭУ i} \le N_{нагр\, i}, \\ N_{нагр\, i} & \text{при} \quad N_{ВЭУ i} > N_{нагр\, i}, \end{cases} \quad (5.31)$$

$$N_{ВЭУ i} = N^{max}_{ВЭУ}\varphi_i \nu_i^3, \quad (5.32)$$

$$\varphi_i = \begin{cases} 0 & \text{при} \quad \nu_{min} > \nu_i, \\ 1 & \text{при} \quad \nu_{min} \le \nu_i < \nu_р, \\ \left(\frac{\nu_р}{\nu_i}\right)^3 & \text{при} \quad \nu_р < \nu_i, \end{cases} \quad (5.33)$$

где $N_{ВЭУ i}$ – электрическая мощность, развиваемая ВЭУ в i-й промежуток времени, кВт; $N_{нагр\, i}$ – электрическая нагрузка в i-й промежуток времени, кВт; $N^{расч}_{ВЭУ i}$ – расчетная мощность ВЭУ, кВт; $N^{max}_{ВЭУ}$ – максимальная мощность ВЭУ, развиваемая при скорости ветра $v_р$; $\nu_i = v_i/v_р$ – относительная скорость ветра в i-й промежуток времени; $\Delta\tau$ – промежуток времени, принимаемый равным 1 ч.

Число часов использования установленной мощности ВЭУ $h^{max}_{ВЭУ}$ при работе на заданный график электрической нагрузки определится как

$$h^{max}_{ВЭУ} = \frac{Э^г_{ВЭУ}}{N^{max}_{ВЭУ}}. \quad (5.34)$$

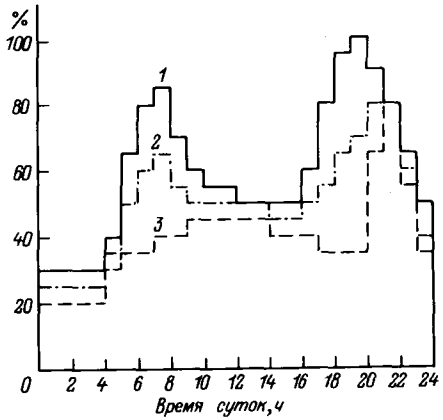


Рис. 5.11. Характерные графики электрических нагрузок для зимних (1), весенне-осенних (2) и летних (3) суток.

Доля участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки составляет

$$\alpha^{э} = \frac{Э^{г}_{ВЭУ}}{Э^{г}} = \frac{N^{max}_{ВЭУ} h^{max}_{ВЭУ}}{N^{max}_{ДЭС} h^{max}_{ДЭС}} = \beta^{э} \frac{h^{max}_{ВЭУ}}{h^{max}_{ДЭС}}, \qquad (5.35)$$

где $\beta^{э} = \dfrac{N^{max}_{ВЭУ}}{N^{max}_{ДЭС}}$.

Для определения $\alpha^{э}$ и $h^{max}_{ВЭУ}$ был использован большой объем результатов непрерывных наблюдений, выполненных на ветроэнергетическом полигоне в пос. Дальние Зеленцы. По этим данным определялся график возможной выработки ВЭУ, который затем накладывался на соответствующий характерный зимний, осенне-весенний или летний (рис. 5.11) график электрической нагрузки [5.3]. Расчеты выполнялись сериями с изменением $\beta^{э}$ в пределах от 0 до 1.

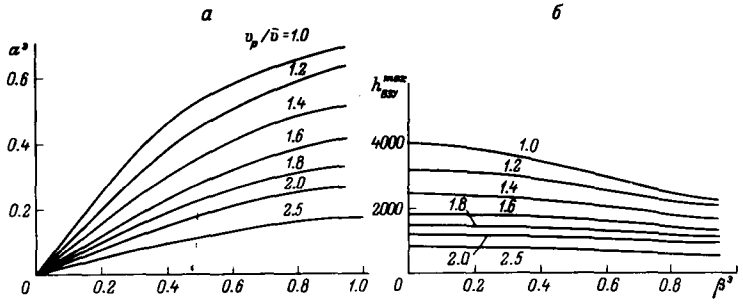


Рис. 5.12. Зависимость доли участия ВЭУ $\alpha^{э}$ в покрытии графика электрической нагрузки (а) и числа часов $h^{max}_{ВЭУ}$ использования в году ее максимальной мощности (б) от соотношения мощностей $\beta^{э} = N^{max}_{ВЭУ} / N^{max}_{ДЭС}$ и расчетной и среднегодовой скоростей ветра $v_р/\bar{v}$.

Результаты расчета доли участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки и числа часов использования в году максимальной мощности ВЭУ в обобщенном виде представлены на рис. 5.12.

5.5. *Предельные удельные капиталовложения* в ВЭУ при совместной работе с ДЭС

Технико-экономическое сравнение варианта электроснабжения автономного потребителя от ДЭС и варианта с участием ВЭУ может быть проведено аналогично решению задачи о теплоснабжении от котельной и ВЭУ. Как и раньше, будем предполагать, что обслуживание ДЭС и ВЭУ в варианте их совместной работы ведется одним и тем же персоналом.

Приведенные затраты по ДЭС $З_{дэс}$ определяются выражением

$$З_{дэс} = S^{т}_{дэс} + 1.3(p_{дэс} N^{max}_{дэс} П_{дэс} + b_{дэс} K_{дэс}) + E_{н} K_{дэс}, \qquad (5.36)$$

где $S^{т}_{дэс}$ – затраты на топливо при покрытии всей электрической нагрузки ДЭС, руб./год; все остальные величины имеют то же значение, что и в формуле (4.4).

Приведенные затраты в варианте совместной работы ДЭС и ВЭУ составляют

$$З_{дэс+вэу} = (1-\alpha^{э}) S^{т}_{дэс} + 1.3(p_{дэс} N_{дэс} П_{дэс} + b_{дэс} K_{дэс} + b_{вэу} K_{вэу}) + E_{н}(K_{вэу} + K_{дэс}). \qquad (5.37)$$

Приравнивая (5.36) и (5.37) для удельных капиталовложений, получим

$$K^{пред}_{вэу} = \frac{\alpha^{э} S^{т}_{дэс}}{1.3 b_{вэу} + E_{н}}. \qquad (5.38)$$

Переходя к удельным предельным капиталовложениям, учитывая (5.35) и подставляя величину топливной составляющей, получим

$$k^{пред}_{вэу} = \frac{1}{1.3 b_{вэу} + E_{н}} \frac{\alpha^{э}}{\beta^{э}} \frac{S^{т}_{дэс}}{N^{max}_{дэс}} = \frac{h^{max}_{вэу} З^{т}}{(1.3 b_{вэу} + E_{н}) \eta_{дэс} \eta_{тх}}, \qquad (5.39)$$

где $\eta_{дэс} = \dfrac{123}{g_{дэс}}$ – КПД дизельной электростанции; $g_{дэс}$ – удельный расход топлива ДЭС, г у.т./(кВт.ч).

Принимая $b_{вэу}$=0.07 [5.2], $E_{н}$=0.12, $\eta_{тх}$=0.95 и среднегодовой $\eta_{дэс}$=0.25 и выражая удельные капиталовложения в руб./кВт, будем иметь

$$k^{пред}_{вэу} = 2.52 \cdot 10^{-3} h^{max}_{вэу} З^{т}. \qquad 5.40$$

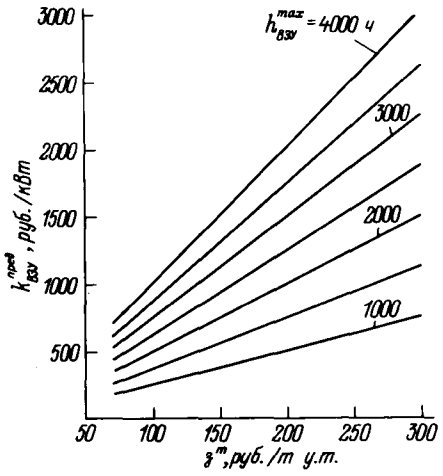


Рис. 5.13. Зависимость предельных удельных капиталовложений в ВЭУ в вариантах ее совместной работы с ДЭС от приведенных затрат на топливо у потребителя и числа часов использования максимальной мощности ВЭУ.

На рис. 5.13 представлена графическая иллюстрация полученной зависимости. Привлекая данные о распределении среднегодовых скоростей ветра по территории европейского Севера (рис. 3.8), о затратах на топливо (рис. 4.6) и сведения о возможном участии ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки (рис. 5.12), можно построить карту распределения предельных удельных капиталовложений в ВЭУ по территории региона. Пример такого построения для конкретных условий (высота расположения оси ветроколеса 50 м, расчетная скорость ветра $\upsilon_р$ =13 м/с) представлен на рис. 5.14.

5.6. Минимальные приведенные затраты при совместной работе ДЭС и ВЭУ

Зависимость доли участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки, представленную на рис. 5.12, можно аппроксимировать выражением

$$\alpha^{э} = 1 - \exp\left[-1.6\left(\frac{\upsilon_р}{\bar{\upsilon}}\right)^{-2}\beta^{э}\right]. \qquad (5.41)$$

Подставляя $\alpha^{э}$ в (5.37) для приведенных затрат в варианте совместной работы ДЭС и ВЭУ, получим

$$З_{дэс+вэу} = S^{т}_{дэс}\exp\left[-1.6\left(\frac{\upsilon_р}{\bar{\upsilon}}\right)^{-2}\beta^{э}\right] + (1.3 b_{вэу} + E_н)\beta^{э} N_{дэс} k_{вэу} +$$

$$+ 1.3(p_{дэс} N_{дэс} П_{дэс} + b_{дэс} K_{дэс}) + E_н K_{дэс}. \qquad (5.42)$$

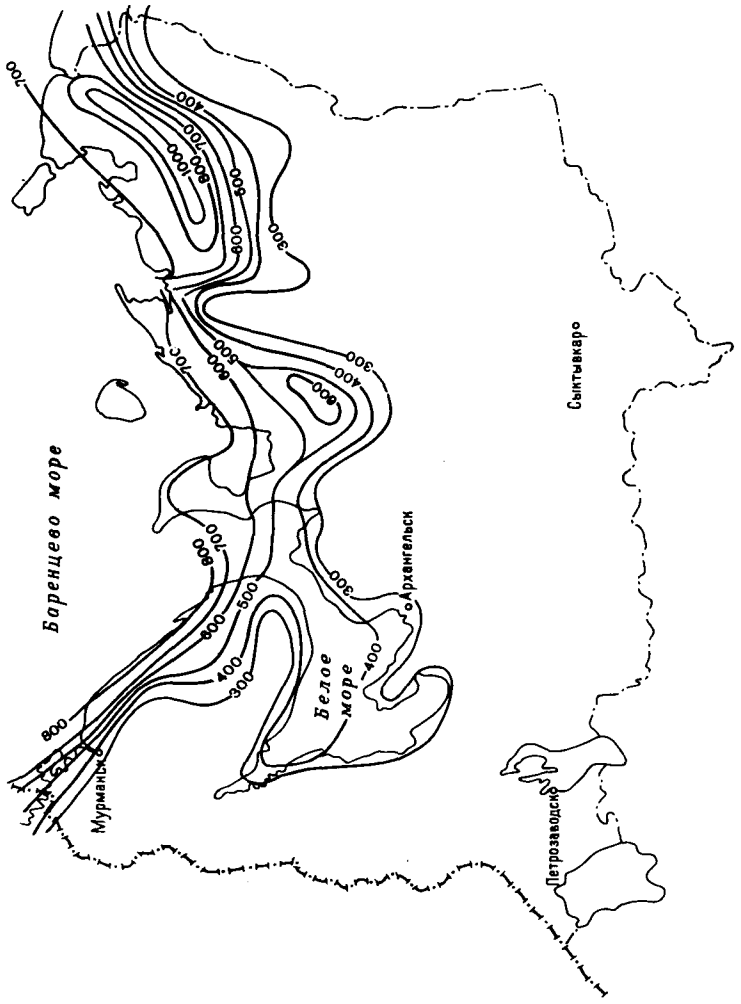


Рис. 5.14. Предельные удельные капиталовложения в ВЭУ (руб./кВт) в вариантах совместной работы с ДЭС. Высота расположения оси ветроколеса ВЭУ равна 50 м.

Подставляя величину топливной составляющей

$$S^{т}_{дэс}=\frac{N_{дэс}h^{max}_{дэс}З^{т}}{\eta_{дэс}\eta_{тх}} \qquad (5.43)$$

для удельных приведенных затрат, получим

$$З_{дэс+вэу}=\frac{З^{т}}{\eta_{дэс}\eta_{тх}}\exp\left[-1.6\left(\frac{\upsilon_{р}}{\overline{\upsilon}}\right)^{-2}\beta^{э}\right]+\frac{(1.3b_{вэу}+E_{н})}{h^{max}_{дэс}}+$$

$$+\frac{1.3}{h^{max}_{дэс}}(p_{дэс}П_{дэс}+b_{дэс}k_{дэс})+\frac{E_{н}k_{дэс}}{h^{max}_{дэс}}, \qquad (5.44)$$

где $k_{дэс}$ – удельные капиталовложения ДЭС, руб./кВт.

Дифференцируя полученное выражение по $\beta^{э}$ по аналогии с (5.25) для оптимального значения $\beta^{э}_{опт}$, обеспечивающего минимум приведенных затрат, будем иметь

$$\beta^{э}_{опт}=\frac{1}{1.6}\left(\frac{\upsilon_{р}}{\overline{\upsilon}}\right)^{2}\ln\left[\frac{1.6}{(1.3b_{вэу}+E_{н})}\,\frac{h_{дэс}З^{т}}{\eta_{дэс}k_{вэу}\left(\frac{\upsilon_{р}}{\overline{\upsilon}}\right)^{2}}\right]. \qquad (5.45)$$

Подставляя (5.45) в (5.42), получим минимум приведенных затрат в варианте совместной работы ДЭС и ВЭУ

$$З^{min}_{дэс+вэу}=\frac{1.3b_{вэу}+E_{н}}{1.6}N^{max}_{дэс}k_{вэу}\left(\frac{\upsilon_{р}}{\overline{\upsilon}}\right)^{2}\left\{1+\ln\left[\frac{1.6}{(1.3b_{вэу}+E_{н})}\times\right.\right.$$

$$\left.\left.\times\frac{h^{max}_{дэс}З^{т}}{\eta_{дэс}\eta_{тх}k_{вэу}\left(\frac{\upsilon_{р}}{\overline{\upsilon}}\right)^{2}}\right]\right\}+1.3\,(p_{дэс}N^{max}_{дэс}П_{дэс}+$$

$$+b_{дэс}K_{дэс})+E_{н}K_{дэс}. \qquad (5.46)$$

Относя полученные затраты к годовой выработке электроэнергии, получим удельные минимальные приведенные затраты

$$З^{min}_{дэс+вэу}=\frac{1.3b_{вэу}+E_{н}}{1.6}\,\frac{k_{вэу}}{h^{max}_{дэс}}\left(\frac{\upsilon_{р}}{\overline{\upsilon}}\right)^{2}\left\{1+\ln\left[\frac{1.6}{(1.3b_{вэу}+E_{н})}\times\right.\right.$$

$$\left.\left.\times\frac{h^{max}_{дэс}З^{т}}{\eta_{дэс}\eta_{тх}k_{вэу}\left(\frac{\upsilon_{р}}{\overline{\upsilon}}\right)^{2}}\right]\right\}+\frac{1.3}{h^{max}_{дэс}}\,(p_{дэс}П_{дэс}+$$

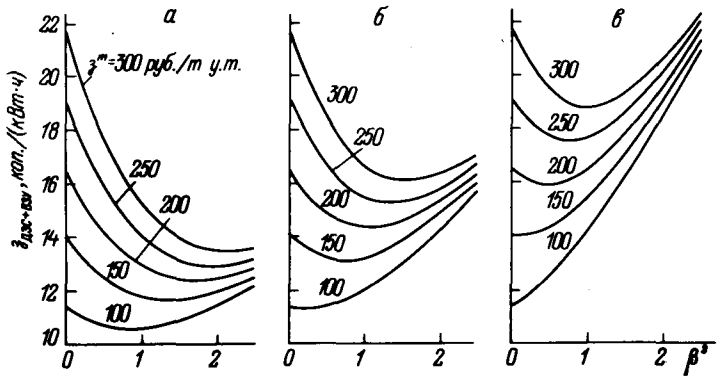


Рис. 5.15. Удельные приведенные затраты в варианте совместной работы ДЭС и ВЭУ при различных $k_{вэу}$.

Мощность ДЭС равна 500 кВт, расчетная скорость ветра $\upsilon_{р}=1.4\overline{\upsilon}$. $k_{вэу}$, руб./кВт: а – 300, б – 500, в – 800.

$$+b_{дэс}k_{дэс})+E_{н}\,\frac{k_{дэс}}{h^{max}_{дэс}}. \qquad (5.47)$$

На рис. 5.15 для конкретных условий дана зависимость удельных приведенных затрат от параметра $\beta^{э}$ и стоимости дизельного топлива. Из рисунка следует, что с удорожанием топлива минимум приведенных затрат и оптимальная мощностью ВЭУ, обеспечивающая наибольший эффект от ее применения, возрастают. По сравнению с вариантом электроснабжения только от ДЭС ($\beta^{э}$=0), работающей на топливе стоимостью 200÷300 руб./т у.т., применение ВЭУ обеспечивает снижение удельных приведенных затрат на 4–15% при удельных капиталовложениях в ВЭУ 800 руб./кВт, на 10–35% – при 500 и на 30–60% – при 300.

Графики, аналогичные рис. 5.15, для мощностей ДЭС 50÷÷5000 кВт представлены в приложении на рис. П.13.

5.7. Выводы

1. Разработанная методика оценки участия ВЭУ в покрытии графиков тепловой и электрической нагрузок позволяет определять предельные удельные капиталовложения, удельные приведенные затраты в варианты энергоснабжения с ВЭУ и другие технико-экономические показатели.

2. В результате проведенного расчетного исследования установлено, что на северном побережье Кольского полуострова и крайнем северо-востоке европейского Севера предельные удельные капиталовложения в ВЭУ достигают 600÷1000 руб./кВт.

3. Установлена синхронность сезонной неравномерности интенсивности ветра и сезонной неравномерности потребления тепловой и электрической энергии в районах европейского Севера, которая является благоприятной предпосылкой для использования ветровой энергии на нужды энергоснабжения.

4. Выполненные расчеты показали, что применение ВЭУ для энергоснабжения изолированных потребителей в районах с повышенным потенциалом энергии ветра и затрудненными условиями доставки топлива может дать большой экономический эффект, выражающийся в значительной экономии высококачественного жидкого топлива и в снижении удельных приведенных затрат на 5–10%, а в некоторых случаях на 50% и более.

5. Представленные результаты расчетов охватывают достаточно широкий диапазон изменения определяющих параметров и дают информацию о возможных приведенных затратах в схемах энергоснабжения. Для конкретных условий необходимые уточнения легко могут быть получены по изложенной методике и удобным для пользования расчетным зависимостям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергетической программой СССР и основными направлениями экономического и социального развития СССР на период до 2000 г. предусматривается проведение активной топливо- и энергосберегающей политики во всех звеньях народного хозяйства и в быту. Одним из важных направлений этой политики является увеличение масштабов использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии, в том числе энергии ветра. К районам, перспективным для достаточно широкого использования энергии ветра, относятся многие северные районы и, в частности, север европейской части страны, располагающий повышенным потенциалом энергии ветра.

Из известного большого количества различных типов ветродвигателей наибольшее распространение в мире получили ВЭУ малой и средней мощности с горизонтальной осью вращения ветроколеса. Благоприятные технико-экономические характеристики ВЭУ средней мощности, достигнутые в 80-х гг., позволили начать их массовый выпуск и применение как для изолированных потребителей, так и в составе многоагрегатных ВЭС, работающих в энергосистемах. В последние годы ветроэнергетика превратилась в отрасль электроэнергетики, вносящую в отдельных районах некоторых стран ощутимую долю в производство электроэнергии. Суммарная установленная мощность ВЭУ в мире составляет около 2000 МВт. Основная мощность ВЭУ сосредоточена в США и в странах Европы. В развитии мировой ветроэнергетики существенную роль играет экспорт ВЭУ, а также сотрудничество фирм разных стран.

В СССР проделана значительная работа по изучению режима ветра в ряде районов и сделан вывод о целесообразности развития ВЭУ как малой, так и большой мощности. Необходимо дальнейшее углубление и расширение изучения ветроэнергетических ресурсов районов страны, перспективных для народнохозяйственного использования энергии ветра в них. В настоящее время производится выпуск ВЭУ малой мощности. Целесообразны организация массового производства ВЭУ малой и средней мощности (до 200–300 кВт и больше) и сотрудничество с иностранными фирмами. Крупномасштабное развитие ветроэнергетики в нашей стране ориентировано на роторные ВЭУ с вертикальной осью вращения мощностью в тысячи киловатт. Работы по таким ВЭУ следует рассматривать как задельные, создающие базу развития ветроэнергетики за пределами 2000 г.

Систематическое изложение сведений о составляющих ветроэнергетического кадастра, разработанных в основополагающих трудах Г.А. Гриневича, М.В. Колодина, Я.И. Шефтера и других специалистов и дополненных методическими положениями по использованию

современной информации гидрометеослужбы о наблюдениях за ветром, по приведению скорости ветра к условиям открытой ровной местности и к одной высоте относительно поверхности земли, а также обобщение имеющихся данных по вертикальному профилю ветра, максимальной скорости и некоторых других вопросов явились основой уточненной методики разработки ветроэнергетического кадастра, представленной в настоящей книге. Расчеты кадастровых характеристик ветра севера европейской части СССР, выполненные по данным 168 метеорологических станций на основании 10-летних рядов восьмисрочных суточных наблюдений, позволили получить необходимые сведения по режиму ветра и ветроэнергетическим ресурсам обширного северного региона, а также данные по перспективным районам размещения ВЭУ и по оценке технико-экономических показателей схем энергоснабжения с участием ВЭУ. Установлено, что для европейского Севера наиболее перспективными с точки зрения использования энергии ветра являются прибрежные районы Баренцева и Белого морей, Хибины, а также северо-восточные районы, прилегающие к Уралу. Средняя многолетняя скорость ветра на высоте 10 м составляет здесь 5÷9 м/с, а число часов использования в год установленной мощности ВЭУ – 3000÷5000.

Проведенный анализ выявил большую специфику энергоснабжения северных районов. В районах севера европейской части СССР насчитывается около 6 тыс. населенных пунктов с числом жителей до 5000 чел., в которых проживает 30% населения страны. Удаленность и разобщенность малых населенных пунктов существенно затрудняют организацию их топливо- и энергоснабжения. Из-за значительных расходов на местный распределительный транспорт затраты на топливо у мелких потребителей возрастают в 1.5-3 раза по отношению к отпускной цене на опорных пунктах топливоснабжения, а при использовании авиации – в 3-5 раз. Технико-экономические показатели действующих энергетических установок малой мощности находятся на низком уровне. Себестоимость тепловой энергии достигает 7÷10 руб./ГДж, электроэнергии – 7÷25 коп./(кВт·ч).

Разработанная методика оценки участия ВЭУ в покрытии графиков тепловой и электрической нагрузки потребителей Севера и проведенный анализ определили зоны технико-экономической эффективности применения ВЭУ. Из карты распределения предельных удельных капиталовложений следует, что на северном побережье Кольского полуострова и крайнем северо-востоке европейского Севера предельные удельные капиталовложения в ВЭУ могут составить 600÷1000 руб./кВт.

Применение ВЭУ для энергоснабжения потребителей в районах с повышенным потенциалом энергии ветра может дать большой экономический эффект, выражающийся в значительной экономии высококачественного жидкого топлива и в снижении удельных приведенных затрат на 5-10%, а в некоторых случаях на 50% и более.

В качестве главного вывода необходимо отметить, что проведенные в последние годы исследования, достигнутый уровень производства ветроэнергетических агрегатов и накопленный опыт их эксплуатации показывают целесообразность и высокую эффективность организации массового производства ВЭУ малой и средней мощности и их широкого применения во многих регионах страны и в первую очередь в северных районах.

Для энергоснабжения изолированных районов Севера с благоприятными ветровыми условиями широкое применение могут найти ВЭУ малой и средней мощности. Для северного побережья Кольского полуострова эффективным представляется создание ВЭУ и ВЭС как средней, так и большой мощности, предназначающихся для изолированных потребителей и для совместной работы с имеющимися ГЭС. Такое же использование энергии ветра возможно и в отдельных пунктах азиатского Севера. Для северных районов ВЭУ должны отличаться высокой надежностью, конструктивной простотой, транспортабельностью в условиях бездорожья и удобством монтажа, иметь достаточно низкую стоимость, большой срок службы. Материалы и конструкции ВЭУ должны обеспечивать работу в суровых северных условиях: при низких температурах, снежных зарядах и заносах, высокой засоленности воздуха на побережье морей и др.

Очень важной характеристикой ВЭУ является величина удельных капиталовложений. Основные факторы, обеспечивающие ее уменьшение, – выбор рациональных конструктивной схемы и технологии изготовления, крупносерийность производства, а также выбор оптимального значения расчетной скорости ветра и типоразмеров ВЭУ, соответствующих ветровым условиям предполагаемого района их применения. Для побережья северных морей представляется целесообразным выпускать ВЭУ мощностью 50÷200 кВт и более с расчетной скоростью ветра 13÷15 м/с, способных достаточно эффективно работать при скоростях начиная с 5 м/с. При этих условиях могут быть обеспечены низкая удельная стоимость ВЭУ, работа в течение 5000÷6000 ч в году с числом часов использования установленной мощности, равным 2500÷3500.

Если настоящая книга будет способствовать ускорению решения проблемы использования энергии ветра в районах Севера, то авторы будут считать свою задачу выполненной.

ЛИТЕРАТУРА

К предисловию и первой главе

1.1. Материалы XXVII съезда КПСС. М.: Политиздат, 1986. 352 с.

1.2. Основные направления экономического и социального развития СССР на 1986–1990 годы и на период до 2000 года. М.: Политиздат, 1986. 52 с.

1.3. Основные положения Энергетической программы СССР на длительную перспективу. М.: Политиздат, 1984. 31 с.

1.4. Продовольственная программа СССР до 1990 года и меры по ее реализации. М.: Правда, 1982. 112 с.

1.5. Жуковский Н.Е. Теория ветряных мельниц // Собрание сочинений / Под ред. А.П. Котельникова, В.П. Ветчинкина. М.; Л.: ОНТИ НКТП СССР, Главная редакция авиационной литературы, 1937. Т. 6. С. 387–421.

1.6. Сабинин Г.Х. Теория и аэродинамический расчет ветряных двигателей. М.; Л.: ОГИЗ, Гос. науч.-техн. изд-во, 1931. 71 с.

1.7. Фатеев Е.М. Ветродвигатели и ветроустановки. М.: Сельхозгиз, 1957. 536 с.

1.8. Андрианов В.Н., Быстрицкий Д.Н., Вашкевич К.П., Секторов В.Р. Ветроэлектрические станции. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1960. 320 с.

1.9. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. М.: Энергоатомиздат, 1983. 200 с.

1.10. Ветроэнергетика / Под ред. Д. Рензо. Пер. В.В. Зубарева, М.О. Франкфурта под ред. Я.И. Шефтера. М.: Энергоатомиздат, 1982. 272 с.

1.11. Ярас Л., Хофман Л., Ярас А., Обермайер Г. Энергия ветра / Пер. под ред. Я.И. Шефтера. М.: Мир, 1982. 256 с.

1.12. Сидоров В.И., Сидоров В.В. Проблемы создания опорных ветроэнергетических систем в полярных районах // Проблемы Севера. М.: Наука, 1972. Вып. 17. С. 56–70.

1.13. Сидоров В.И., Сидоров В.В., Кузнецов М.В. Об использовании ветроэнергетических ресурсов // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1980. № 3. С. 73–82.

1.14. Сидоров В.В., Сидоров В.И., Кузнецов М.В. О состоянии работ по использованию ветроэнергетических ресурсов в зарубежных странах // Проблемы Севера. М.: Наука, 1983. Вып. 21. С. 172–174.

1.15. Волшаник В.В., Зубарев В.В., Франкфурт М.О. Использование энергии ветра, океанских волн и течений // Итоги науки и техники. Сер. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Том 1. М.: ВИНИТИ, 1983. 100 с.

1.16. Ахмедов Р.Б. Технология использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии // Итоги науки и техники. Сер. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Т. 2. М.: ВИНИТИ, 1987. 176 с.

1.17. Доброхотов В.И. Использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии – важная народнохозяйственная задача // Теплоэнергетика. 1987. № 9. С. 2–4.

1.18. Зеленов В.Е. Проблемы освоения ветровой энергии / НПО „Ветроэн": Докл. междунар. симпоз. „Значение новых и возобновляемых источников энергии в решении глобальных проблем энергии", Москва, 20–24 апр. 1981 г. М.: Информэнерго, 1981. 19 с.

1.19. Свиридов Н.В. Применение ветроэнергетической техники в народном хозяйстве // Теплоэнергетика. 1987. № 9. С. 18–21.

1.20. Малышев Н.А., Лятхер В.М. Ветроэлектрические станции большой мощности // Гидроэнергетическое строительство. 1983. № 12. С. 38–44.

1.21. Нефедов А.А., Перфилов О.Л. Системная ветроэнергетика: Состояние и перспективы развития // Теплоэнергетика. 1987. № 9. С. 15–18.

1.22. Hunt V.D. Windpower: A handbook on wind energy conversion systems. New York, 1981. 610 p.

1.23. Windenergie aus Frankreich // Wind-Energie. 1981. N 11. S. 4.

1.24. Windpower in the electricity system. Danish Experiences Association of Danish Windmill Manufacturers, 1987. 11 p.

1.25. Dänische Windenergienutzung politisch gefördert // Elektrizitätswirtschaft. 1987. Bd 86, N 5. S. 195–197.

1.26. Leistungsmessung Vestas 55 kW // Windkraft J. 1986–1987. Bd 6/7, N 1–4. S. 19–21.

1.27. Madsen B.T. Zur Wirtschaftlichkeit einer Windfarm. // Ibid. S. 13–18.

1.28. Hasted F. Erfahrungen mit der Erweiterung eines vorhandenen Kraftwerksparks durch Windkraftanlagen // VGB Kraftwerkstechn. 1987. Bd 67, N 3. S. 216–218.

1.29. Musgrove P.J. Wind energy conversion: Recent progress and future prospects // Sol. and Wind Technol. 1987. Vol. 4, N 1. P. 37–49.

1.30. UK company delivers windfarm to Altamont // Mod. Power Sist. 1987. Vol. 7, N 3. P. 13.

1.31. Nailen R.L. Harvesting wind power // Electrical apparatus. 1986. N 2. P. 23–26.

1.32. Jolly C.K., Smith T.R.G. An offshore aerogenerator for the North Sea // Wind Eng. 1986. Vol. 10, N 4. P. 215–225.

Ко второй главе

2.1. Зубарев В.В. Проблема использования энергии ветра для электрификации. М.: Информэнерго, 1980. 51 с.

2.2. Зубарев В.В., Стрельникова Л.Д. Ветровые электрические установки мощностью 100 кВт и выше за рубежом // Энергохозяйство за рубежом. 1982. № 6. С. 44–47.

2.3. Kestler F.L. Status of wind farms operating in California // Proc. wind energy EXPO-84 and Nat. Conf.

Amer. wind energy assoc. Rasadena, Calif., 1984. Sept. P. 339-346.

2.4. Stewart B. Ontario ministry of energy wind power program // Ibid. P. 387-392.

2.5. Small wind company reveives big boost // Mod. Power Syst. 1987. Vol. 7, N 2. P. 13.

2.6. Steward B. Ontario wind energy INTERSOL-85 // Proc. 9th Bien. Congr. Int. Sol. Energy Soc., Montreal, 1985. June. New York etc., 1986. Vol. 4. P. 2122-2126.

2.7. Pedersen B.M. The wind program in Denmark // Sol. Energy Arab World. 1st Arab Int. Sol. Energy Conf., Kuweit, 1983. Dec. Oxford etc., 1983. P. 283-288.

2.8. Windenergie symposium veranstaltet vom Koniglich Danischen Generalkonsultat, Hamburg // Windkraft J. 1986-1987. Bd 6/7, N 1-4. S. 6-8.

2.9. Soest J.P. van. Patichlieren spele hoofdrol in windenergie // Natuur en milen. 1987. Vol. 11, N 5. P. 8-11.

2.10. Graf L. Windenergie gibt's nicht umsonst // Energie (BRD). 1987. Bd 39, N 8. S. 30-34.

2.11. Energie - Krümel // Windkraft J. 1986-1987. Bd 6/7, N 1-4. S. 47-48.

2.12. Newer Windpark und Windgroßanlage geplant // Energiewirtschaft Tagesfragen. 1987. Bd 37, N 8. S. 705.

2.13. Wiman V. Wind power takes another turn // Engineer. 1987. Vol. 264, N 6829. P. 30-31.

2.14. Britain's giant wind turbine comes on stream // New Sci. 1987. Vol. 113, N 1553. P. 33.

2.15. Wind Mill power // Energy Dig. 1987. Vol. 16. P. 14.

2.16. Fisauli V., Calovolo M., Gaudiosi G. et al. Advanced multimegawatt wind turbine generator Gamma project. INTERSOL-85 // Proc. 9th bien. Congr. Int. Sol. Energy Soc., Montreal, 1985. June. New York etc., 1986. Vol. 4. P. 2025-2029.

2.17. Economical wind turbine developed by Mitsubishi // Asian Elec. 1986. Vol. 4, N 8. P. 6.

К третьей главе

3.1. Гриневич Г.А. Опыт разработки элементов малого ветроэнергетического кадастра Средней Азии и Казахстана. Ташкент: Изд-во АН УзССР, 1952. 151 с.

3.2. Колодин М.В. Методика выравнивания эмпирических распределений скоростей ветра на основе уравнения Гудрича // Методы разработки ветроэнергетического кадастра. М.: Изд-во АН СССР, 1963. С. 85-106.

3.3. Али-заде А.С., Есьман В.И. Ветроэнергетические ресурсы Азербайджана // Баку: Азернешр, 1966. 99 с.

3.4. Есьман В.И., Алиев З.Г. Опыт расчетов и типизации режимов повторяемости скоростей ветра для Азербайджанской ССР // Методы разработки ветроэнергетического кадастра. М.: Изд-во АН СССР, 1963. С. 114-120.

3.5. Сухишвили Э.В. Ветроэнергетические ресурсы Грузии // Тр. / Тбилисский н.-и. гидрометеоролог. ин-т. 1959. Вып. 5. С. 28-37.

3.6. Романенко Н.Н. Кадастровые характеристики для ветроэнергетических расчетов в условиях Молдавской ССР // Методы разработки ветроэнергетического кадастра. М.: Изд-во АН СССР, 1963. С. 150-163.

3.7. Марковский Ф.Т., Ландсман С.У. Ветроэнергетические ресурсы Украинской ССР // Тр. / Ин-т теплотехники АН УССР. 1950. № 3. С. 5-14.

3.8. Оганезов А.Н. К вопросу разработки ветроэнергетического кадастра БССР // Методы разработки ветроэнергетического кадастра. М.: Изд-во АН СССР, 1963. С. 133-149.

3.9. Абрамович Д.И. Ветроэнергетические ресурсы Кулундинской степи // Тр. / Томский гос. университет. 1957. Т. 147. С. 122-135.

3.10. Александрова А.Г., Полянская В.А. Ветроэнергетические ресурсы Воронежской области // Тр./ Воронежский гос. университет. 1954. Т. 30. С. 33-40.

3.11. Методы разработки ветроэнергетического кадастра. М.: Изд-во АН СССР, 1963. 196 с.

3.12. Борисенко М.М., Заварина М.В. Вертикальные профили скоростей ветра по измерениям на высотных мачтах. Л.: Гидрометеоиздат, 1967. С. 11-20. (Тр./ГГО; Вып. 210).

3.13. Борисенко М.М., Заварина М.В., Шверава В.Г. Вертикальные профили скоростей ветра по наблюдениям на метеорологической мачте в Обнинске. Л.: Гидрометеоиздат, 1969. С. 56-62. (Тр./ГГО; Вып. 246).

3.14. Борисенко М.М. Вертикальные профили ветра и температуры в нижних слоях атмосферы. Л.: Гидрометеоиздат, 1974. 205 с. (Тр./ГГО; Вып. 320).

3.15. Борисенко М.М. Распределение ветра в нижнем 200-метровом слое атмосферы над городом. Л.: Гидрометеоиздат, 1977. 151 с. (Тр./ГГО; Вып. 368).

3.16. Заварина М.В. Расчетные скорости ветра на высотах нижнего слоя атмосферы. Л.: Гидрометеоиздат, 1971. 163 с.

3.17. Справочник по климату СССР. Вып. 1, ч. 3. Ветер. Л.: Гидрометеоиздат, 1965. 306 с.

3.18. Справочник по климату СССР. Вып. 2, ч. 3. Ветер. Л.: Гидрометеоиздат, 1966. 120 с.

3.19. Справочник по климату СССР. Вып. 3, ч. 3. Ветер. Л.: Гидрометеоиздат, 1966. 271 с.

3.20. Куклин Е.И., Елистратов В.П., Малиновский Н.С., Минин В.А. К вопросу об использовании энергии ветра на Кольском полуострове // Вопросы экономической и технической географии севера европейской части СССР. Апатиты: Сев. фил. Географ. о-ва СССР, 1972. С. 41-43.

3.21. Куклин Е.И., Елистратов В.П., Малиновский Н.С., Минин В.А. Некоторые результаты исследования энергетических характеристик ветра Кольского полуострова // Вопросы энергетики Кольского полуострова. Апатиты: КФ АН СССР, 1975. С. 153-164.

3.22. Минин В.А. Основные элементы ветроэнергетического кадастра севера европейской части СССР // Проблемы энергетики Мурманской

области и соседних районов. Апатиты: КФ АН СССР, 1980. С. 135–151.

3.23. Минин В.А. Ветроэнергетические ресурсы европейского Севера СССР // Экономия топлива и энергии в народном хозяйстве Мурманской области. Апатиты: КФ АН СССР, 1983. С. 79–88.

3.24. Минин В.А., Степанов И.Р. Ветроэнергетический кадастр европейского Севера СССР // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1983. № 1. С. 106–114.

3.25. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1964. 576 с.

3.26. Подтягин М.Е. Ветер и метсеть // Вестн. ЕГМС. 1934. № 2. С. 4–6.

3.27. Сапожникова С.А. Изменение скорости ветра с высотой в нижнем слое воздуха. Л.: Гидрометеоиздат, 1946. 103 с.

3.28. Шефтер Я.И. Ветроэнергетические агрегаты. М.: Машиностроение, 1972. 287 с.

3.29. Емшанова Н.В., Степанова Н.Е. Оценка климатологически оптимального режима использования ветровой энергии // Тр. / ВНИИ ГМИ–МЦД, 1985. Вып. 125. С. 10–19.

3.30. Брагинская Л.Л., Каган Р.Л. К вопросу об аппроксимации распределения скорости ветра // Тр. / ГГО, 1982. Вып. 447. С. 49–57.

3.31. Колодин М.В. Типизация режимов повторяемости скоростей ветра в Туркменской ССР // Изв. АН ТуркмССР. Сер. техн. наук. 1960. № 6. С. 38–45.

3.32. Анапольская Л.Е., Гандин Л.С. Методика определения расчетных скоростей ветра для проектирования ветровых нагрузок на строительные сооружения // Метеорология и гидрология. 1958. № 10. С. 11–17.

3.33. Анапольская Л.Е., Гандин Л.С. Режим больших скоростей ветра на территории СССР для учета ветровых нагрузок на сооружения // Вопросы прикладной климатологии. Л.: Гидрометеоиздат, 1960. С. 38–51.

3.34. Ветровые нагрузки воздушных линий электропередачи // Тр. / ВНИИЭ, 1962. Т. 2, вып. 14. 160 с.

3.35. Гарцман Л.Б. Принципы расчета параметров режима максимальных скоростей ветра в системе ветроэнергетического кадастра // Изв. АН УзССР. Сер. техн. наук. 1958. № 2. С. 25–32.

3.36. Гарцман Л.Б. Некоторые данные для расчетов предельных скоростей ветра // Методы разработки ветроэнергетического кадастра. М.: Изд-во АН СССР, 1963. С. 107–114.

3.37. Правила устройства электроустановок. Разд. 2. Канализация электрической энергии. М.: Атомиздат, 1978. 96 с.

3.38. Бекметьев Р.М. Методика выбора расчетной скорости ветра при проектировании ЛЭП // Вестн. АН КазССР. 1964. № 4. С. 14–22.

3.39. Гоптарев Н.П. Некоторые результаты градиентных исследований в районе Нефтяных камней // Тр. / ГОИН, 1957. Вып. 36. С. 128–157.

3.40. Иконникова Л.Н. К вопросу об измерении скорости ветра флюгером // Метеорология и гидрология. 1960. № 4. С. 48–50.

3.41. Каулин Н.Я. Об измерении скорости ветра приборами с различными периодами осреднения. Л.: Гидрометеоиздат, 1962. С. 111–117. (Тр. / ГГО; Вып. 129).

3.42. Андреев И.Д. Порывистость ветра внутри часового интервала // Вопросы ветроэнергетики. М.: Изд-во АН СССР, 1959. С. 5–10.

3.43. Гоптарев Н.П. О некоторых характеристиках порывистости ветра // Метеорология и гидрология. 1957. № 5. С. 45–49.

3.44. Мелихова А.Г. Выбор интервалов осреднения скорости ветра и методика расчета его порывистости. Л.: Гидрометеоиздат, 1962. С. 101–110. (Тр. / ГГО; Вып. 129).

3.45. Борисенко М.М., Глухов В.Г. О порывистости ветра в нижних слоях атмосферы. Л.: Гидрометеоиздат, 1967. С. 122–136. (Тр. / ГГО; Вып. 210).

3.46. Гриневич Г.А. Основы энергетической характеристики режима ветра // Методы разработки ветроэнергетического кадастра. М.: Изд-во АН СССР, 1963. С. 26–84.

К четвертой главе

4.1. Справочник по климату СССР. Вып. 1, ч. 2. Температура воздуха и почвы. Л.: Гидрометеоиздат, 1965. 359 с.

4.2. Степанов И.Р. Проблемы энергетики Севера. Л.: Наука, 1976. 129 с.

4.3. Народное хозяйство РСФСР в 1985 г.: Статистический ежегодник / ЦСУ СССР. М.: Финансы и статистика, 1986. 398 с.

4.4. Энергетические ресурсы СССР. М.: Наука, 1969. 599 с.

4.5. Бернштейн Л.Б., Силаков В.Н., Гельфер С.Л. и др. Приливные электростанции / Под ред. Л.Б. Бернштейна. М.: Энергоатомиздат, 1987. 296 с.

4.6. Куклин Е.И., Минин В.А. О режимах работы ветроэнергетических установок на побережье Кольского полуострова // Развитие энергетического хозяйства Мурманской области. Апатиты: КФ АН СССР, 1976. С. 80–86.

4.7. Куклин Е.И., Минин В.А. Некоторые результаты экспериментального исследования работы ветроэлектрического агрегата „Беркут" в условиях Севера // Развитие энергоснабжения севера европейской части СССР. Апатиты: КФ АН СССР, 1978. С. 130–136.

4.8. Барабанер Х.З. Теплоснабжение сельских населенных пунктов. Таллинн: Валгус, 1976. 196 с.

4.9. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1979. 415 с.

4.10. Методические указания выбора энергоносителей для тепловых процессов сельскохозяйственного производства и быта в сельских районах. М.: Сельэнергопроект, 1976. 156 с.

4.11. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений // Экономическая газ. 1981. № 2, 3.

4.12. Будзко И.А., Гессен В.Ю. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: Колос, 1979. 480 с.

4.13. Макаров А.А., Вигдорчик А.Г. Топливно-энергетический комплекс. М.: Наука, 1979. 279 с.

4.14. Атлас автомобильных дорог СССР. М.: Главное управление геодезии и картографии при СМ СССР, 1978. 157 с.

4.15. Славин С.В. Освоение Севера. М.: Наука, 1975. 198 с.

4.16. Бурханов В.Ф. Экономическое освоение зоны Севера СССР и формирование в ней опорной транспортной сети // Проблемы Севера. М.: Наука, 1979. Вып. 20. С. 14–20.

4.17. Догаев Ю.М. Экономика научно-технического прогресса. М.: Наука, 1975. 286 с.

4.18. Мякиненков В.М. Региональные удорожающие факторы в строительстве на Севере // Проблемы Севера. М.: Наука, 1974. Вып. 19. С. 196-202.

4.19. Вулис Д.А. О строительстве зимних дорог в заполярных районах // Там же. С. 214-219.

4.20. Корсак В.К. О выборе средств автомобильного и бездорожного транспорта для работы на Севере // Проблемы Севера. М.: Наука, 1972. Вып. 17. С. 103-108.

4.21. Догаев Ю.М. Экономическая эффективность новой техники на Севере. М.: Наука, 1969. 240 с.

4.22. Агранат Г.А. Зарубежный Север: опыт освоения. М.: Наука, 1970. 414 с.

4.23. Черкасов А.И. Тенденции развития транспортной сети на Канадском Севере // Проблемы Севера. М.: Наука, 1979. Вып. 20. С. 118-130.

4.24. Куратова Э.С. Проблемы повышения экономической эффективности транспорта Коми АССР // Там же. С. 42-46.

4.25. Сопоставимые издержки разных видов транспорта при перевозке грузов / Под ред. В.И. Дмитриева, К.Н. Шимко. М.: Транспорт, 1972. 488 с.

4.26. Куклин Е.И., Минин В.А., Елистратов В.П. Энергоснабжение мелких изолированных потребителей Мурманской области // Развитие энергетического хозяйства Мурманской области. Апатиты: КФ АН СССР, 1976. С. 49-57.

4.27. Мелентьев Л.А., Штейнгауз Е.О. Экономика энергетики СССР. М.: Госэнергоиздат, 1963. 431 с.

4.28. Татевосова Л.И. Основные направления технического прогресса в развитии малой ядерной энергетики районов нового освоения Северо-Востока СССР // Проблемы Севера. М.: Наука, 1972. Вып. 17. С. 83-90.

4.29. Михалин Г.И. Эксплуатация дизельных электростанций. М.: Энергия, 1968. 360 с.

4.30. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности / Под. ред. П.А. Каткова, В.И. Франгуляна. М.: Энергия, 1980. 352 с.

4.31. Горфинкель Я.М. Укрупненные показатели сооружения линий электропередачи и подстанций 110-150 кВ. М.: Энергия, 1974. 328 с.

4.32. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. М.: Энергия, 1975. 464 с.

4.33. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. М.: Энергия, 1977. 288 с.

К пятой главе

5.1. Мичурина К.И. Влияние ветра на тепловые потери жилых зданий и требования, предъявляемые к автоматизации режимов теплоснабжения // Автоматизация отопительных котельных и тепловых пунктов. Л.: Недра, 1965. Вып. 4. С. 136-147.

5.2. Годовые нормы износа по основным фондам учреждений и организаций, состоящих на государственном бюджете СССР, и указания о порядке определения и отражения в бухгалтерском учете износа основных средств (фондов) учреждений и организаций, состоящих на государственном бюджете СССР, и других организаций, не начисляющих амортизацию. М.: Союзучетиздат, 1974. 64 с.

5.3. Электротехнический справочник. Т. 2 / Под общ. ред. П.Г. Грудинского, Г.Н. Петрова, М.М. Соколова и др. 5-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1975. 752 с.

Таблицы характеристик ветра севера европейской части СССР

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П. 1

Среднегодовые скорости ветра на метеостанциях севера европейской части СССР, м/с

Номер и название метеостанции	Год										Средняя многолетняя скорость ветра $\bar{v}$, м/с	Среднеквадратическое отклонение скорости ветра σ, м/с	Коэффициент вариации C, %
	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1. Вайда-губа	7.1	7.0	7.2	7.2	6.2	7.0	6.9	6.2	6.5	7.1	6.9	0.38	5.5
2. Цып-Наволок	7.4	7.2	7.3	6.9	6.8	7.2	6.7	6.9	6.7	7.5	7.1	0.30	4.2
3. Дальние Зеленцы	7.5	7.6	7.3	7.3	7.1	7.8	7.1	7.3	7.0	7.5	7.4	0.26	3.7
4. О. Харлов	9.5	9.2	10.4	10.4	9.6	8.8	8.3	8.5	8.5	9.3	9.2	0.75	8.2
5. Терско-Орловский	6.8	7.0	7.7	7.2	6.9	7.5	7.7	7.8	6.4	7.8	7.3	0.48	6.6
6. О. Сосновец	6.7	6.9	6.9	6.1	6.1	6.1	6.9	6.0	6.3	6.6	6.5	0.38	5.8
7. О. Моржовец	7.3	7.4	7.2	7.2	7.5	7.2	7.1	7.0	6.8	7.3	7.2	0.20	2.8
8. Мыс Конушин	6.4	6.5	6.3	6.3	6.0	6.5	6.3	6.2	6.3	6.7	6.4	0.20	3.1
9. Шойна	7.6	7.7	7.4	7.0	6.4	7.2	7.4	7.4	7.4	8.0	7.4	0.43	5.8
10. Канин Нос	8.4	8.2	8.8	8.9	8.1	8.5	7.7	7.9	8.6	8.3	8.4	0.39	4.6
11. Мыс Микулкин	6.3	6.5	6.5	6.3	6.3	6.8	7.0	6.3	6.0	6.2	6.4	0.29	4.6
12. Индига	6.3	7.2	6.8	6.1	6.0	6.7	6.7	6.4	6.2	6.7	6.5	0.37	5.7
13. Колгуев Северный	7.8	7.9	7.7	7.0	6.2	7.2	7.3	7.4	7.6	7.6	7.4	0.50	6.7
14. Бугрино	6.7	6.6	5.7	5.8	5.5	6.1	6.4	6.1	6.4	7.0	6.2	0.48	7.7
15. Сенгейский Шар	6.8	6.8	6.5	6.1	6.1	6.5	6.4	6.5	6.3	7.0	6.5	0.30	4.6
16. Табседа	6.4	6.4	6.2	6.0	6.1	6.4	6.7	6.4	7.0	7.2	6.5	0.38	5.9
17. Ходовариха	6.4	6.3	6.6	6.4	6.1	6.6	6.6	6.0	6.1	7.1	6.4	0.33	5.1
18. Мыс Болванский	7.5	7.7	7.7	7.5	6.4	7.0	7.0	6.7	6.6	7.4	7.1	0.48	6.7
19. Мыс Константиновский	6.9	6.7	6.8	6.8	6.2	6.8	6.7	6.5	6.4	6.9	6.7	0.23	3.5
20. Варандей	6.7	6.6	6.2	6.1	5.4	6.3	6.2	6.2	6.0	6.5	6.2	0.37	5.9
21. Ура-губа	4.1	4.4	3.9	3.7	3.5	4.0	4.2	3.9	3.4	3.5	3.9	0.33	8.5
22. Мурманск	4.8	5.3	5.5	4.6	4.6	5.4	4.8	4.6	4.3	5.0	4.9	0.40	8.1
23. Кола	3.1	3.1	3.0	2.7	2.8	3.0	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	0.14	4.8
24. Пялица	6.2	5.5	4.4	4.4	4.4	5.0	4.5	4.3	4.8	5.2	4.9	0.62	12.6
25. Чаваньга	5.4	4.9	5.5	5.7	5.9	5.9	5.8	4.9	5.6	6.1	5.6	0.41	7.3
26. Кашкаранцы	5.1	5.0	5.0	5.0	5.1	5.2	5.3	4.8	5.1	5.5	5.1	0.19	3.7
27. Умба	4.2	4.2	4.4	3.9	4.1	4.3	4.7	4.4	4.3	4.4	4.3	0.21	5.0
28. Кандалакша	3.3	3.4	3.3	3.2	3.2	3.1	2.7	3.0	2.8	3.2	3.1	0.23	7.3
29. Ковда	3.2	3.0	3.4	2.9	3.0	2.7	2.6	2.6	2.8	3.4	3.0	0.30	10.1
30. Гридино	4.9	4.7	5.1	4.8	5.0	5.0	4.8	4.8	4.6	4.4	4.8	0.21	4.3
31. Кемь, порт	4.1	4.2	4.4	4.3	4.5	4.9	4.5	4.5	4.5	4.7	4.5	0.24	5.2
32. Соловки	4.6	4.7	4.5	4.3	4.3	4.5	4.5	4.2	4.0	4.6	4.4	0.22	4.9
33. Раз-Наволок	4.1	4.5	4.6	4.2	4.5	4.6	4.9	5.1	–	5.1	4.6	0.36	7.8
34. О. Жужмуй	4.5	4.1	4.3	4.3	4.3	3.9	4.3	3.9	3.7	4.1	4.1	0.25	6.1
35. Онега	3.6	3.6	3.4	3.1	3.1	3.6	3.3	3.3	3.1	3.3	3.4	0.21	6.4
36. Лямца	4.7	5.0	4.9	5.0	4.6	4.8	4.3	4.6	4.8	5.0	4.8	0.23	4.8
37. О. Жижгин	5.8	5.9	6.0	5.7	5.9	5.6	5.7	5.8	5.5	6.1	5.8	0.18	3.1
38. Унский маяк	4.2	4.1	4.9	4.7	4.6	4.5	4.2	4.2	3.5	4.6	4.3	0.40	9.3
39. Северодвинск	4.2	4.7	4.5	4.3	3.9	3.7	3.3	3.6	3.7	4.2	4.0	0.44	11.0
40. Архангельск	3.6	3.8	4.1	4.3	4.1	4.0	4.0	3.8	3.6	3.7	3.9	0.24	6.0
41. О. Мудьюг	5.3	5.4	5.4	5.5	5.2	5.2	5.0	5.1	5.1	5.4	5.3	0.17	3.2
42. Зимнегорский маяк	5.2	5.1	5.4	5.0	5.1	6.0	6.1	6.0	5.9	6.7	5.7	0.52	9.1
43. Инцы	5.2	5.0	5.4	5.0	5.1	5.3	5.3	5.3	5.0	5.3	5.2	0.15	2.9
44. Абрамовский маяк	6.0	6.2	6.6	6.2	6.2	6.0	6.2	6.7	6.3	6.8	6.3	0.28	4.5
45. Мезень	4.4	4.3	4.5	4.7	4.1	4.3	4.2	4.3	4.7	4.9	4.4	0.26	5.9
46. Несь	4.9	4.9	4.9	4.9	4.5	4.6	4.7	4.6	4.5	5.0	4.8	0.20	4.1
47. Нижняя Пеша	5.0	5.4	5.0	4.7	4.6	4.7	4.7	4.8	4.6	4.6	4.8	0.26	5.4
48. Вижас	4.1	4.0	4.0	3.9	3.7	3.6	3.8	3.9	3.8	3.9	3.9	0.15	3.9
49. Печенга-Никель	3.5	3.4	2.8	3.2	3.0	3.0	3.4	2.9	3.1	2.9	3.1	0.25	7.9
50. Перевал	6.1	5.8	5.3	5.7	5.3	5.5	5.6	5.5	5.9	5.6	5.6	0.26	4.6
51. Янискоски	2.4	2.4	1.9	1.7	2.0	2.0	2.3	2.1	2.2	2.2	2.1	0.23	10.8
52. Падун	2.0	1.8	1.6	1.4	1.4	1.5	1.4	1.3	1.3	1.6	1.5	0.23	15.2
53. Туманная	–	3.7	3.7	3.8	4.0	3.7	4.0	3.5	4.0	4.4	3.9	0.27	6.8
54. Верховье р. Лотты	1.4	1.5	1.5	1.5	1.4	1.6	1.9	1.3	1.3	1.3	1.5	0.18	12.3
55. Ниванкюль	2.9	2.9	2.8	2.8	2.2	2.7	2.8	2.3	2.6	2.7	2.7	0.24	9.0
56. Пулозеро	3.0	3.1	3.2	2.8	2.8	3.0	2.7	2.6	3.0	3.3	3.0	0.23	7.6

Таблица П.1 (продолжение)

Номер и название метеостанции	Год										Средняя многолетняя скорость ветра $\bar{v}$, м/с	Среднеквадратическое отклонение скорости ветра σ, м/с	Коэффициент вариации C, %
	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
57. Ловозеро	2.8	2.6	2.8	2.5	2.8	3.3	2.8	2.7	2.9	2.8	2.8	0.21	7.5
58. Колмъявр	5.2	5.0	5.2	5.3	4.5	4.8	4.9	4.7	4.8	5.3	5.0	0.28	5.6
59. Мончегорск	4.3	4.0	4.3	4.4	4.2	4.5	4.8	4.9	4.2	4.7	4.4	0.29	6.7
60. Хибины	3.3	3.1	3.1	3.4	3.3	3.3	2.9	3.1	2.9	2.9	3.1	0.19	6.3
61. Юкспор	5.5	5.3	4.6	4.5	4.3	4.7	5.1	4.4	4.8	5.8	4.9	0.50	10.3
62. Центральная	6.6	6.0	6.0	5.4	5.7	6.3	6.5	6.2	6.1	8.0	6.3	0.70	11.1
63. Ковдор	1.9	1.91	1.9	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	1.9	1.7	0.17	10.0
64. Ена	2.9	2.6	2.8	2.9	2.6	3.1	2.9	1.7	1.6	1.7	2.5	0.58	23.2
65. Зашеек	3.1	3.0	3.2	2.9	3.0	3.2	3.0	2.9	2.8	3.1	3.0	0.13	4.5
66. Краснощелье	2.8	2.9	2.7	2.6	2.4	2.3	2.6	2.3	2.7	3.0	2.6	0.24	9.3
67. Каневка	2.2	2.4	2.3	2.5	2.1	2.3	2.3	2.3	2.5	2.4	2.3	0.13	5.7
68. Канозеро	2.4	2.4	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.1	2.2	2.7	2.4	0.16	6.8
69. Алакуртти	2.4	2.8	3.0	2.4	2.3	2.3	2.3	3.3	3.2	3.9	2.8	0.55	19.6
70. Зареченск	2.7	2.5	2.6	2.3	2.6	2.5	2.8	2.6	2.8	2.8	2.6	0.16	6.3
71. Лоухи	3.3	3.3	3.4	–	2.8	3.0	3.0	2.9	3.2	3.4	3.1	0.22	7.0
72. Кестеньга	3.4	3.0	3.2	3.0	3.1	2.7	2.7	2.7	2.9	2.9	3.0	0.24	7.8
73. Ухта	3.5	3.6	3.5	3.0	3.2	3.5	3.1	3.0	3.1	3.3	3.3	0.23	7.0
74. Юшкозеро	2.9	3.0	3.0	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	2.9	3.1	2.9	0.12	4.1
75. Ругозеро	4.0	4.0	3.9	3.7	3.6	3.6	3.4	3.2	3.2	3.4	3.6	0.30	8.4
76. Реболы	3.0	3.0	3.1	2.7	2.8	2.9	2.8	2.6	3.0	3.4	2.9	0.23	7.9
77. Воренжа	3.0	3.2	3.1	2.9	2.7	3.0	3.0	3.0	3.1	3.3	3.0	0.17	5.5
78. Сегежа	3.6	3.5	3.4	3.1	3.1	3.4	3.2	3.2	3.6	3.8	3.4	0.24	7.0
79. Паданы	4.0	4.1	4.2	4.0	3.6	3.6	3.4	3.7	3.5	3.7	3.8	0.27	7.2
80. Данилово	2.9	3.0	3.1	3.1	2.9	3.0	2.5	2.7	2.8	3.1	2.9	0.20	7.5
81. Медвежьегорск	2.5	2.2	2.2	2.2	3.1	3.1	2.6	2.8	2.8	2.9	2.6	0.36	13.8
82. Вяртсиля	3.3	3.3	3.0	3.1	3.1	2.9	2.6	3.2	2.8	3.0	3.0	0.22	7.4
83. Кондопога	2.9	3.1	3.1	3.3	3.0	2.8	2.6	2.9	3.0	2.9	3.0	0.19	6.4
84. Суоярви	3.1	3.0	3.1	–	2.8	2.9	2.6	2.7	2.6	2.9	2.9	0.20	6.9
85. Петрозаводск	3.3	3.5	3.9	3.9	3.8	4.1	3.1	3.3	3.1	3.6	3.6	0.36	9.9
86. Василисин	6.1	6.1	–	6.8	6.3	6.8	5.9	6.1	6.2	6.9	6.4	0.37	5.9
87. Теребовская	4.0	3.9	3.8	3.7	3.5	3.7	3.1	3.4	3.7	3.6	3.6	0.26	7.3
88. Пудож	3.2	2.8	3.0	3.0	2.9	3.3	2.9	3.3	2.7	2.3	2.9	0.27	9.5
89. Колодозеро	3.1	2.9	3.2	3.1	2.8	2.9	2.6	2.5	2.5	2.3	2.8	0.30	10.7
90. Сортавала	2.8	2.9	2.8	2.9	2.9	2.6	2.6	2.8	3.2	3.0	2.9	0.19	6.5
91. Пряжа	–	3.2	3.3	3.4	3.2	3.0	3.0	3.5	3.5	3.4	3.3	0.19	5.9
92. Палалахта	3.0	3.0	3.0	3.1	3.0	3.2	2.9	3.2	3.3	3.6	3.1	0.21	6.7
93. Ладва	3.2	3.2	3.6	3.2	3.1	3.3	2.9	3.3	3.3	3.4	3.3	0.19	5.8
94. Олонец	4.1	4.6	4.2	4.3	4.0	3.7	3.7	3.5	3.1	3.2	3.8	0.16	4.1
95. Коротаиха	–	5.2	5.2	5.5	5.2	5.9	5.8	4.9	5.5	5.3	5.4	0.32	5.9
96. Нарьян-Мар	5.4	5.2	5.2	5.3	5.2	5.4	5.3	4.8	5.1	5.0	5.2	0.19	3.6
97. Хорей-Вер	5.2	5.3	4.8	5.0	4.9	5.4	5.2	4.9	4.6	5.0	5.0	0.25	4.9
98. Хоседа-Хард	4.3	4.3	4.1	4.3	4.4	4.7	4.6	4.1	–	4.3	4.3	0.21	4.8
99. Коткино	3.4	3.4	3.2	3.1	2.9	3.1	3.3	3.0	2.9	3.4	3.2	0.20	6.3
100. Мосеево	3.3	3.6	3.6	3.5	3.4	3.4	3.4	3.6	3.7	4.0	3.6	0.21	5.8
101. Кепино	2.4	2.3	2.2	2.2	2.0	2.0	1.8	1.9	2.2	2.2	2.1	0.19	9.0
102. Борковская	2.2	2.5	2.3	2.1	2.4	–	2.5	–	2.0	–	2.3	0.20	8.5
103. Лещуконское	3.4	3.4	3.3	3.2	3.2	3.4	3.8	3.7	3.7	3.8	3.5	0.24	6.8
104. Койнас	3.2	3.4	3.2	2.7	2.8	2.8	3.1	3.1	2.9	3.3	3.1	0.24	7.8
105. Пинега	2.7	3.0	3.1	2.9	2.7	–	2.9	3.0	2.8	3.3	2.9	0.20	6.8
106. Холмогоры	3.3	3.4	3.7	3.6	3.3	3.2	3.1	3.5	3.2	3.2	3.4	0.20	5.9
107. Карпогоры	3.4	3.2	3.3	3.2	3.3	3.5	3.5	3.2	3.3	3.1	3.3	0.13	4.1
108. Холмогорская	3.4	3.4	3.6	3.6	3.4	3.4	3.0	3.0	2.8	2.8	3.2	0.31	9.8
109. Сура	3.5	3.6	3.8	3.5	3.3	3.6	3.5	3.5	3.4	3.7	3.5	0.15	4.2
110. Емецк	3.9	3.9	4.1	4.1	4.1	4.0	3.6	4.2	3.7	3.4	3.9	0.26	6.6
111. Калгачиха	2.8	2.9	2.9	3.3	3.0	3.2	2.8	2.8	3.2	3.1	3.0	0.19	6.3
112. Турчасово	3.0	3.0	3.3	3.1	2.9	3.1	2.9	3.1	3.0	3.1	3.1	0.13	4.2
113. Емца	3.0	3.0	3.4	3.2	3.1	3.1	2.8	3.2	3.1	3.1	3.1	0.16	5.0

Таблица П.1 (продолжение)

Номер и название метеостанции	Год										Средняя многолетняя скорость ветра $\bar{v}$, м/с	Среднеквадратическое отклонение скорости ветра σ, м/с	Коэффициент вариации C, %
	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
114. Окуловская	3.0	3.2	3.2	3.1	3.0	3.1	3.0	3.2	3.0	3.2	3.1	0.10	3.1
115. Двинской Березник	3.3	3.3	3.6	3.2	3.1	3.2	3.3	3.1	3.0	3.5	3.3	0.19	5.8
116. Верхняя Тойма	3.0	3.0	3.2	3.2	3.1	3.2	3.4	3.1	3.1	3.0	3.1	0.13	4.2
117. Яренск	2.4	2.3	2.5	2.5	2.8	3.1	3.0	3.1	2.7	2.8	2.7	0.29	10.7
118. Конево	3.0	2.8	2.9	2.7	2.7	2.8	2.6	2.7	2.6	2.7	2.8	0.14	4.9
119. Шенкурск	3.0	3.2	2.7	2.6	3.7	3.7	3.6	4.0	3.4	3.6	3.4	0.46	13.7
120. Слободчиково	3.2	3.3	3.6	3.3	3.4	3.1	3.3	3.2	3.0	3.2	3.3	0.17	5.2
121. Няндома	3.1	3.5	5.0	3.7	2.9	3.2	2.9	3.0	2.8	3.2	3.3	0.40	12.0
122. Красноборск	3.4	3.4	3.6	3.4	3.6	3.8	3.7	3.7	3.5	3.6	3.6	0.15	4.0
123. Каргополь	3.7	3.4	4.3	3.2	2.8	3.4	2.7	3.6	3.6	3.2	3.4	0.46	13.5
124. Котлас	3.4	3.5	3.3	3.0	3.3	3.7	3.9	4.1	4.5	4.5	3.7	0.52	14.0
125. Шангалы	2.9	2.9	3.4	3.0	3.2	3.5	3.1	3.0	2.7	3.0	3.1	0.24	7.8
126. Вилегодское	2.4	2.4	2.6	2.7	3.0	3.1	3.1	3.2	3.1	3.6	2.9	0.39	13.3
127. Вельск	2.4	2.6	2.9	2.5	2.4	2.6	2.8	2.8	2.8	3.0	2.7	0.21	7.8
128. Коноша	3.2	3.0	3.2	3.2	3.2	3.1	2.5	3.0	2.8	2.9	3.0	0.23	7.6
129. Хальмерью	5.4	5.7	5.2	5.1	5.1	5.6	5.9	5.4	4.9	5.1	5.3	0.32	6.0
130. Воркута	5.5	6.6	5.5	5.2	5.1	6.0	6.0	5.6	5.2	6.1	5.7	0.48	8.5
131. Сивая Маска	3.0	2.9	2.7	2.6	–	3.3	3.4	3.0	2.9	3.1	3.0	0.26	8.6
132. Адзьва-Вом	4.0	4.1	3.6	3.7	3.6	4.0	4.1	3.9	3.6	3.9	3.9	0.21	5.4
133. Петрунь	4.4	4.2	3.6	3.6	3.7	4.0	3.9	4.0	3.7	4.5	4.0	0.33	8.2
134. Окунев Нос	3.6	3.8	3.7	3.7	3.5	3.7	3.8	4.0	3.7	4.3	3.8	0.23	5.9
135. Инта	3.7	3.8	4.2	–	4.1	–	4.5	4.4	4.3	4.8	4.2	0.36	8.6
136. Усть-Уса	4.9	5.0	4.7	4.7	4.4	4.4	4.7	4.6	4.6	4.5	4.7	0.20	4.3
137. Мутный Материк	4.0	4.3	4.0	3.9	3.8	4.0	4.0	3.9	3.3	3.9	3.9	0.25	6.4
138. Кожим, рудник	3.3	3.8	3.2	3.1	3.4	4.0	3.5	3.6	3.3	3.7	3.5	0.28	8.1
139. Усть-Цильма	4.1	4.1	4.2	4.5	4.5	–	4.3	4.0	4.3	4.2	4.2	0.18	4.4
140. Печора	4.0	4.6	3.8	4.0	3.9	3.5	3.9	4.0	3.5	4.0	3.9	0.31	7.9
141. Ижма	4.0	4.4	3.8	3.8	3.6	3.8	3.8	3.8	3.4	4.1	3.9	0.28	7.1
142. Левкинская	2.5	2.6	2.6	2.7	2.6	2.8	2.8	2.9	2.7	2.7	2.7	0.12	4.3
143. Ираёль	3.0	2.9	3.2	2.8	3.0	3.2	3.4	3.2	3.2	3.4	3.1	0.20	6.5
144. Усть-Щугор	3.2	3.4	2.8	2.6	2.6	2.8	–	3.4	3.1	3.1	3.0	0.31	10.4
145. Кедва-Вом	3.1	3.4	3.1	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	2.9	3.2	3.1	0.16	5.3
146. Верхний Щугор	–	3.8	–	3.8	–	3.7	3.9	3.3	3.4	2.8	3.5	0.39	11.2
147. Дутово	2.9	3.6	3.5	3.4	3.4	3.5	3.0	2.6	2.3	2.6	3.1	0.46	15.0
148. Ухта	4.2	4.4	4.0	3.6	4.0	4.4	4.1	4.2	3.7	3.8	4.0	0.28	7.0
149. Вендинга	3.0	3.2	3.1	3.1	–	2.8	2.4	2.5	2.4	2.7	2.8	0.32	11.3
150. Кослан	2.6	3.0	3.3	2.8	2.8	3.0	–	3.2	3.0	2.8	2.9	0.22	7.7
151. Месью	3.8	4.1	4.0	3.8	3.9	4.1	3.9	4.1	3.6	3.8	3.9	0.17	4.3
152. Изваиль	2.8	2.9	2.8	2.6	2.9	2.8	2.6	2.5	2.1	2.4	2.6	0.26	10.0
153. Весляна	2.7	2.7	2.6	2.4	2.5	2.8	2.9	2.9	2.5	2.6	2.7	0.18	6.5
154. Лоптюга	1.7	2.1	1.8	2.0	1.8	2.1	2.2	2.2	2.3	2.1	2.0	0.20	10.1
155. Троицко-Печорское	2.8	3.1	3.2	3.0	3.1	3.4	3.2	3.3	2.8	3.5	3.2	0.24	7.5
156. Железнодорожный	3.2	3.1	3.1	2.8	2.8	3.0	2.7	2.8	2.6	3.0	2.9	0.19	6.8
157. Зеленец	2.4	2.7	2.5	2.2	2.3	–	2.6	2.5	2.3	–	2.4	0.17	7.2
158. Усть-Вымь	4.0	3.8	4.2	4.0	3.9	4.1	4.0	4.3	3.6	3.9	4.0	0.20	5.0
159. Лунь	3.1	3.1	3.2	3.0	3.0	3.3	3.2	3.5	3.0	3.2	3.2	0.16	5.1
160. Помоздино	3.5	3.6	3.7	3.2	3.2	3.5	3.3	3.4	3.1	3.6	3.4	0.20	5.9
161. Якша	2.5	2.8	2.9	2.4	2.4	2.7	2.8	2.9	2.5	3.1	2.7	0.24	8.9
162. Усть-Унья	2.2	2.2	2.3	2.0	2.0	–	2.2	2.3	1.9	2.2	2.1	0.15	7.2
163. Усть-Кулом	3.1	3.3	3.6	3.2	3.4	3.5	3.3	3.4	3.3	3.6	3.4	0.17	4.9
164. Сыктывкар	3.7	3.5	3.4	3.5	3.6	4.2	4.1	4.3	3.8	4.3	3.9	0.36	9.2
165. Усть-Нем	3.7	3.7	4.0	3.8	3.8	3.8	3.5	3.6	3.2	3.4	3.7	0.24	6.4
166. Лопыдино	3.0	3.2	3.3	3.0	2.9	3.3	3.1	3.2	2.6	3.0	3.1	0.22	7.0
167. Пустошь	3.5	3.5	3.5	3.3	3.2	3.6	3.3	3.4	2.9	3.4	3.4	0.21	6.0
168. Объячево	3.4	3.2	3.6	3.4	3.3	3.2	3.1	3.3	3.5	–	3.3	0.16	4.9

Таблица П.2

Приведенные среднегодовые скорости ветра к условиям открытой ровной местности и к высоте 10 м

Номер и название метеостанции	Средняя многолетняя скорость ветра $\bar{v}$, м/с	Средний класс открытости станции	Высота флюгера h, м	Поправочный коэффициент		Приведенная средняя скорость ветра $\bar{v}_{пр}$, м/с
				на открытость, k_0	на высоту, k_h	
1	2	3	4	5	6	7
Открытое побережье Баренцева моря						
а. Северное побережье Кольского полуострова (K_0=9)						
1. Вайда-Губа	6.9	8.1	10.0	1.11	1.00	7.7
2. Цып-Наволок	7.1	7.9	9.0	1.13	1.01	8.1
3. Дальние Зеленцы	7.4	7.5	11.0	1.19	0.99	8.7
4. О. Харлов	9.2	8.9	10.0	1.01	1.00	9.3
5. Терско-Орловский	7.3	9.9	10.0	0.91	1.00	6.6
б. Побережье Архангельской области (K_0=10)						
6. О. Сосновец	6.5	10.8	13.1	0.93	0.96	5.8
7. О. Моржовец	7.2	9.1	12.3	1.09	0.97	7.6
8. Мыс Конушин	6.4	10.3	12.6	0.97	0.97	6.0
9. Шойна	7.4	9.5	13.5	1.05	0.96	7.4
10. Канин Нос	7.4	9.5	13.5	1.05	0.96	7.4
11. Мыс Микулкин	6.4	9.6	10.7	1.04	0.99	6.6
12. Индига	6.5	8.8	13.0	1.13	0.95	7.1
13. Колгуев Северный	7.4	9.8	12.5	1.02	0.97	7.3
14. Бугрино	6.2	9.3	12.5	1.07	0.97	6.4
15. Сенгейский Шар	6.5	8.2	11.8	1.21	0.98	7.7
16. Табседа	6.5	10.1	12.1	0.99	0.97	6.2
17. Ходовариха	6.4	10.0	11.3	1.00	0.98	6.3
18. Мыс Болванский	7.1	9.4	12.2	1.06	0.97	7.3
19. Мыс Константиновский	6.7	9.4	10.6	1.06	0.99	7.0
20. Варандей	6.2	10.0	11.0	1.00	0.99	6.1
Побережье Белого моря и заливов Баренцева моря (K_0=8)						
21. Ура-Губа	3.9	7.4	10.8	1.07	0.98	4.1
22. Мурманск	4.9	6.9	10.0	1.15	1.00	5.6
23. Кола	2.9	5.3	10.0	1.47	1.00	4.3
24. Пялица	4.9	7.8	10.7	1.03	0.99	5.0
25. Чаваньга	5.6	8.5	10.0	0.94	1.00	5.3
26. Кашкаранцы	5.1	7.3	10.7	1.09	0.99	5.6
27. Умба	4.3	7.9	11.0	1.01	0.98	4.3
28. Кандалакша	3.1	6.4	10.7	1.23	0.98	3.7
29. Ковда	3.0	6.6	10.9	1.20	0.98	3.5
30. Гридино	4.8	6.2	12.1	1.27	0.97	5.9
31. Кемь, порт	4.5	8.6	12.1	0.93	0.97	4.1
32. Соловки	4.4	7.2	16.3	1.10	0.92	4.5
33. Раз-Наволок	4.6	7.0	16.4	1.13	0.92	4.8
34. О. Жужмуй	4.1	5.5	16.0	1.41	0.91	5.3
35. Онега	3.4	5.8	17.0	1.34	0.89	4.1
36. Лямца	4.8	9.3	11.9	0.87	0.97	4.1

Таблица П.2 (продолжение)

Номер и название метеостанции	Средняя многолетняя скорость ветра $\bar{v}$, м/с	Средний класс открытости станции	Высота флюгера h, м	Поправочный коэффициент		Приведенная средняя скорость ветра $\bar{v}_{пр}$, м/с
				на открытость, k_0	на высоту, k_h	
1	2	3	4	5	6	7
37. О. Жижгин	5.8	11.0	11.1	0.77	0.98	4.4
38. Унский маяк	4.3	6.8	13.0	1.16	0.95	4.7
39. Северодвинск	4.0	8.1	12.8	0.99	0.96	3.8
40. Архангельск	3.9	6.8	13.0	1.16	0.95	4.3
41. О. Мудьюг	5.3	8.2	10.8	0.98	0.99	5.1
42. Зимнегорский маяк	5.7	8.4	12.8	0.95	0.96	5.2
43. Инцы	5.2	7.5	13.0	1.06	0.96	5.3
44. Абрамовский маяк	6.3	7.6	12.8	1.05	0.97	6.4
45. Мезень	4.4	7.0	12.8	1.13	0.96	4.8
46. Несь	4.8	6.4	12.2	1.23	0.97	5.7
47. Нижняя Пеша	4.8	6.8	11.1	1.16	0.98	5.5
48. Вижас	3.9	6.1	11.8	1.29	0.97	4.9
Районы, удаленные от открытого побережья морей (K_0=7)						
49. Печенга-Никель	3.1	7.1	10.0	0.99	1.00	3.1
50. Перевал	5.6	7.9	11.1	0.89	0.98	4.9
51. Янискоски	2.1	7.3	10.5	0.97	0.98	2.0
52. Падун	1.5	7.8	11.0	0.91	0.96	1.3
53. Туманная	3.9	5.6	10.4	1.23	0.99	4.8
54. Верховье р. Лотты	1.5	6.1	10.2	1.14	0.99	1.7
55. Ниванкюль	2.7	6.4	10.2	1.08	1.00	2.9
56. Пулозеро	3.0	6.3	11.1	1.10	0.97	3.2
57. Ловозеро	2.8	6.4	10.9	1.08	0.98	3.0
58. Колмъявр	5.0	7.9	11.0	0.90	0.98	4.4
59. Мончегорск	4.4	5.6	11.0	1.23	0.98	5.3
60. Хибины	3.1	6.7	13.7	1.04	0.93	3.0
61. Юкспор	4.9	7.9	12.0	0.90	0.97	4.3
62. Центральная	6.3	6.9	10.7	1.01	0.99	6.3
63. Ковдор	1.7	4.7	10.0	1.44	1.00	2.4
64. Ена	2.5	6.5	12.9	1.07	0.92	2.5
65. Зашеек	3.0	7.0	10.8	1.00	0.98	2.9
66. Красношелье	2.6	5.8	12.8	1.19	0.93	2.9
67. Каневка	2.3	5.5	12.6	1.25	0.93	2.7
68. Канозеро	2.4	6.5	12.1	1.07	0.94	2.4
69. Алакуртти	2.8	5.7	10.0	1.21	1.00	3.4
70. Зареченск	2.6	6.0	11.0	1.15	0.98	2.9
71. Лоухи	3.1	5.7	10.6	1.21	0.99	3.7
72. Кестеньга	3.0	6.0	10.5	1.15	0.99	3.4
73. Ухта	3.3	5.3	10.4	1.30	0.99	4.2
74. Юшкозеро	2.9	5.3	10.7	1.30	0.98	3.7
75. Ругозеро	3.6	7.7	10.5	0.91	0.99	3.2
76. Реболы	2.9	5.7	10.7	1.21	0.98	3.4
77. Воренжа	3.0	6.8	10.6	1.02	0.99	3.0
78. Сегежа	3.4	6.7	10.7	1.04	0.98	3.5
79. Паданы	3.8	5.8	10.6	1.19	0.99	4.5
80. Данилово	2.9	5.8	10.5	1.19	0.99	3.4

Таблица П.2 (продолжение)

Номер и название метеостанции	Средняя многолетняя скорость ветра $\bar{v}$, м/с	Средний класс открытости станции	Высота флюгера h, м	Поправочный коэффициент		Приведенная средняя скорость ветра $\bar{v}_{пр}$, м/с
				на открытость, k_0	на высоту, k_h	
1	2	3	4	5	6	7
81. Медвежьегорск	2.6	6.0	10.5	1.15	0.99	3.0
82. Вяртсиля	3.0	7.0	10.5	1.00	0.99	3.0
83. Кондопога	3.0	6.1	10.6	1.14	0.99	3.4
84. Суоярви	2.9	5.0	10.5	1.36	0.99	3.9
85. Петрозаводск, оз.	3.6	6.9	10.5	1.01	0.99	3.6
86. Василисин	6.4	8.4	10.6	0.84	0.99	5.3
87. Теребовская	3.6	6.2	10.6	1.12	0.99	4.0
88. Пудож	2.9	6.3	10.6	1.10	0.99	3.2
89. Колодозеро	2.8	6.7	10.6	1.04	0.99	2.9
90. Сортавала	2.9	6.3	11.2	1.10	0.97	3.1
91. Пряжа	3.3	7.0	10.5	1.00	0.99	3.3
92. Палалахта	3.1	6.2	10.6	1.12	0.99	3.4
93. Ладва	3.3	6.6	10.4	1.06	0.99	3.4
94. Олонец	3.8	6.3	10.5	1.10	0.99	4.1
95. Коротаиха	5.4	6.5	13.0	1.07	0.96	5.5
96. Нарьян-мар	5.2	6.9	12.5	1.01	0.96	5.0
97. Хорей-Вер	5.0	6.6	10.1	1.06	1.00	5.3
98. Хоседа-Хард	4.3	7.0	11.2	1.00	0.98	4.2
99. Коткино	3.2	6.5	13.0	1.07	0.94	3.2
100. Мосеево	3.6	6.2	17.5	1.12	0.87	3.5
101. Кепино	2.1	5.7	18.5	1.21	0.79	2.0
102. Борковская	2.3	4.0	15.4	1.66	0.86	3.3
103. Лешуконское	3.5	6.2	13.0	1.12	0.94	3.7
104. Койнас	3.1	5.5	15.1	1.25	0.91	3.5
105. Пинега	2.9	6.3	12.3	1.11	0.94	3.0
106. Холмогоры	3.4	6.0	10.9	1.15	0.98	3.8
107. Карпогоры	3.3	6.3	11.7	1.11	0.98	3.5
108. Холмогорская	4.2	6.3	11.5	1.11	0.96	3.4
109. Сура	3.5	6.6	12.0	1.06	0.96	3.6
110. Емецк	3.9	7.0	9.5	1.00	1.01	3.9
111. Калгачиха	3.0	6.5	11.7	1.07	0.96	3.1
112. Турчасово	3.1	6.6	13.3	1.06	0.93	3.1
113. Емца	3.1	6.3	11.5	1.11	0.96	3.3
114. Окуловская	3.1	7.3	10.0	0.97	1.00	3.0
115. Двинской Березник	3.3	7.0	12.8	1.00	0.94	3.1
116. Верхняя Тойма	3.1	7.0	16.0	1.00	0.89	2.8
117. Яренск	2.7	5.1	13.0	1.34	0.93	3.4
118. Конево	2.8	6.9	13.0	1.01	0.93	2.6
119. Шенкурск	3.4	5.0	13.0	1.36	0.93	4.3
120. Слободчиково	3.3	7.0	10.3	1.00	0.99	3.3
121. Няндома	3.3	6.9	12.1	1.01	0.96	3.2
122. Красноборск	3.6	6.3	11.3	1.11	0.96	3.8
123. Каргополь	3.4	6.2	11.7	1.12	0.96	3.6
124. Котлас	3.7	6.8	12.5	1.02	0.95	3.6
125. Шангалы	3.1	7.4	9.4	0.95	1.01	3.0

Таблица П.2 (продолжение)

Номер и название метеостанции	Средняя многолетняя скорость ветра $\bar{v}$, м/с	Средний класс открытости станции	Высота флюгера h, м	Поправочный коэффициент		Приведенная средняя скорость ветра $\bar{v}_{пр}$, м/с
				на открытость, k_0	на высоту, k_h	
1	2	3	4	5	6	7
126. Вилегодское	2.9	5.2	12.3	1.32	0.94	3.6
127. Вельск	2.7	6.1	11.3	1.14	0.96	3.0
128. Коноша	3.0	6.0	12.6	1.15	0.94	3.2
129. Хальмерью	5.3	6.7	10.7	1.04	0.99	5.5
130. Воркута	5.7	6.8	12.0	1.02	0.97	5.6
131. Сивая Маска	3.0	6.6	15.0	1.06	0.90	2.9
132. Адзьва-Вом	3.9	6.2	12.5	1.12	0.96	4.2
133. Петрунь	4.0	6.8	13.1	1.02	0.95	3.9
134. Окунев Нос	3.8	6.7	11.0	1.04	0.98	3.9
135. Инта	4.2	6.1	18.4	1.14	0.89	4.3
136. Усть-Уса	4.7	6.8	13.4	1.02	0.95	4.5
137. Мутный Материк	3.9	7.1	12.0	0.99	0.96	3.7
138. Кожим, рудник	3.5	6.0	13.1	1.15	0.94	3.8
139. Усть-Цильма	4.2	6.3	12.0	1.11	0.96	4.5
140. Печора	3.9	6.1	12.0	1.14	0.96	4.3
141. Ижма	3.9	6.6	13.0	1.06	0.94	3.9
142. Левкинская	2.7	6.0	11.0	1.15	0.97	3.0
143. Ираель	3.1	5.6	13.0	1.23	0.94	3.6
144. Усть-Щугор	3.0	6.5	11.4	1.07	0.97	3.1
145. Кедва-Вом	3.1	5.4	13.0	1.27	0.94	3.7
146. Верхний Щугор	3.5	5.3	11.0	1.30	0.98	4.4
147. Дутово	3.1	6.5	15.2	1.07	0.90	3.0
148. Ухта	4.0	6.0	12.3	1.15	0.96	4.4
149. Вендинга	2.8	6.5	12.5	1.07	0.94	2.8
150. Кослан	2.9	6.8	13.1	1.02	0.93	2.7
151. Месью	3.9	6.5	13.7	1.07	0.94	3.9
152. Изваиль	2.6	5.6	12.0	1.23	0.95	3.0
153. Весляна	2.7	6.7	13.0	1.04	0.93	2.6
154. Лоптюга	2.0	6.0	11.7	1.15	0.94	2.2
155. Троицко-Печорское	3.2	7.0	15.0	1.00	0.91	2.9
156. Железнодорожный	2.9	6.0	12.0	1.15	0.95	3.2
157. Зеленец	2.4	5.7	12.0	1.21	0.94	2.7
158. Усть-Вымь	4.0	6.9	12.0	1.01	0.96	3.9
159. Лунь	3.2	6.6	13.0	1.06	0.94	3.2
160. Помоздино	3.4	6.5	11.7	1.07	0.96	3.5
161. Якша	2.7	5.2	14.3	1.32	0.90	3.2
162. Усть-Унья	2.1	5.9	11.1	1.17	0.96	2.4
163. Усть-Кулом	3.4	6.3	12.6	1.11	0.94	3.5
164. Сыктывкар	3.9	6.5	13.0	1.07	0.94	3.9
165. Усть-Нем	3.7	6.4	15.0	1.09	0.92	3.7
166. Лопыдино	3.1	6.8	12.0	1.02	0.96	3.0
167. Пустошь	3.4	7.0	11.3	1.00	0.98	3.3
168. Объячево	3.3	6.8	11.0	1.02	0.98	3.3

Таблица П. 3

Среднемесячные скорости ветра в прибрежных районах севера европейской части СССР, м/с

Номер и название метеостанции	Месяц												Средняя за год $\bar{v}$, м/с
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1. Вайда-губа	9.8	8.9	7.7	6.6	5.2	5.1	4.6	4.8	6.0	7.1	7.9	8.6	6.9
2. Цып-Наволок	10.5	9.6	8.4	7.0	5.6	4.8	4.0	4.6	5.7	7.1	8.2	9.2	7.1
3. Дальние Зеленцы	10.5	9.7	8.6	7.2	6.0	5.0	4.6	5.2	6.5	7.5	8.3	9.2	7.4
4. О. Харлов	12.8	12.2	10.5	9.1	8.0	6.6	6.2	6.8	7.9	9.5	10.2	11.1	9.2
5. Терско-Орловский	10.6	9.4	8.3	6.5	5.8	4.8	4.8	5.3	6.3	7.7	8.5	9.3	7.3
6. О. Сосновец	7.8	7.1	6.0	5.5	5.2	5.1	4.6	4.9	6.2	7.9	8.2	9.0	6.5
7. О. Моржовец	8.6	8.1	6.9	6.3	6.1	6.1	5.8	6.0	7.0	8.1	8.4	9.1	7.2
10. Канин Нос	10.7	10.2	8.4	7.6	7.3	6.8	6.6	7.0	7.6	9.0	8.9	10.8	8.4
11. Мыс Микулкин	7.6	7.5	6.7	6.2	6.0	5.4	4.7	4.9	5.7	7.3	7.5	7.7	6.4
12. Индига	7.8	7.7	6.9	6.4	5.7	5.2	4.6	5.3	6.2	6.7	7.4	7.9	6.5
13. Колгуев Северный	8.9	8.9	7.9	6.9	6.4	5.9	5.5	6.4	6.9	7.8	8.2	8.6	7.4
17. Ходовариха	7.3	6.8	6.5	6.1	6.1	5.4	5.2	5.8	6.1	6.8	7.2	7.6	6.4
20. Варандей	6.9	6.3	6.4	6.0	6.0	5.2	4.9	5.8	6.1	6.5	6.7	7.4	6.2
25. Чаваньга	6.4	5.6	5.3	5.1	4.5	4.5	4.2	4.4	5.6	6.4	7.2	7.7	5.6
26. Кашкаранцы	5.4	4.8	4.5	4.7	4.3	4.2	4.4	4.4	5.2	5.9	6.5	6.8	5.1
27. Умба	4.3	4.2	4.2	4.2	3.9	3.9	4.0	3.9	4.6	4.5	4.6	4.8	4.3
30. Гридино	4.8	4.7	4.6	4.5	4.8	4.8	4.7	4.7	5.0	5.2	5.0	5,1	4.8
31. Кемь, порт	4.8	4.5	4.7	4.2	4.3	4.3	4.0	3.9	4.5	5.0	5.1	4.8	4.5
32. Соловки	4.3	4.8	4.4	4.1	3.7	3.5	3.2	3.3	4.5	5.2	5.6	5.8	4.4
33. Раз-Наволок	4.7	4.6	4.5	4.1	4.4	4.4	4.1	4.1	4.7	5.2	5.4	5.0	4.6
35. Онега	3.2	3.4	3.3	3.3	3.4	3.3	3.0	2.9	3.8	3.6	3.6	3.7	3.3
37. О. Жигин	6.2	5.9	5.5	5.5	5.1	4.7	4.4	4.6	5.8	6.9	7.3	7.4	5.8
44. Абрамовский маяк	7.6	7.4	6.9	5.9	5.5	5.3	5.0	5.5	6.1	6.6	6.6	6.2	6.3

Таблица П. 4

Фактическая повторяемость скоростей ветра в пунктах севера европейской части СССР со среднегодовой скоростью более 3.5 м/с, в % (по данным 1966-1975 гг.)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1. Вайда-губа	6.9	9.4	14.9	19.5	16.3	13.0	9.7	8.7	4.2	2.2	1.8	0.2	0.1	0.02	0.007	0.64	0.71	0.230
2. Цып-Наволок	7.1	6.7	16.2	21.3	15.9	11.4	10.1	8.8	4.0	2.5	2.6	0.4	0.1	0.08	0.003	0.64	0.82	0.240
3. Дальние Зеленцы	7.4	7.9	13.7	18.7	15.1	12.1	14.6	7.8	3.5	3.8	2.2	0.5	0.1	0.01	-	0.62	0.68	0.236
4. О. Харлов	9.2	4.9	7.5	13.6	15.6	15.4	13.1	9.9	6.6	5.1	5.5	1.6	0.7	0.4	0.1	0.59	0.89	0.252
5. Терско-Орловский	7.3	9.8	13.9	18.6	16.1	10.8	13.3	5.7	4.8	2.9	2.7	0.7	0.4	0.2	0.1	0.68	0.95	0.231
6. О. Сосновец	6.5	12.9	16.8	18.3	14.9	12.4	8.7	7.6	3.8	2.4	1.9	0.3	0.05	0.01	-	0.69	0.76	0.221
7. О. Моржовец	7.2	5.6	10.5	20.6	18.4	18.5	17.7	7.3	3.5	2.3	1.4	0.1	0.1	-	-	0.55	0.69	0.256
8. Мыс Конушин	6.4	9.0	15.5	22.8	17.8	14.6	8.8	6.0	2.8	1.6	0.9	0.2	0.03	0.003	-	0.62	0.75	0.239
9. Шойна	7.4	6.1	12.8	20.9	17.9	13.2	10.4	8.1	3.4	4.1	2.4	0.4	0.3	0.02	0.02	0.62	0.87	0.244
10. Канин Нос	8.4	5.4	11.0	15.4	15.5	14.1	13.5	10.4	5.8	3.9	3.4	1.0	0.4	0.2	0.03	0.59	0.85	0.245
11. Мыс Микулкин	6.4	10.9	15.1	20.9	17.9	13.9	8.5	5.7	3.5	1.8	1.4	0.3	0.1	0.01	0.007	0.65	0.90	0.230
12. Индига	6.5	11.7	14.6	19.6	16.5	14.2	8.3	7.2	3.4	2.6	1.6	0.2	0.1	0.003	-	0.66	0.79	0.224
13. Колгуев Северный	7.4	7.7	10.9	19.0	16.6	16.0	12.8	7.2	4.3	2.7	2.2	0.4	0.2	0.03	-	0.60	0.73	0.243
14. Бугрино	6.2	7.9	16.2	23.5	19.6	13.2	10.7	4.9	2.3	1.1	0.7	0.1	0.1	0.03	-	0.60	0.89	0.244
15. Сенгейский Шар	6.5	6.5	16.1	21.5	19.3	16.6	9.4	5.3	2.7	1.5	1.0	0.1	0.03	0.02	-	0.58	0.78	0.247
16. Табседа	6.5	8.4	16.6	20.3	17.7	15.5	9.8	6.2	2.8	1.7	0.9	0.1	0.01	0.003	-	0.61	0.70	0.237
17. Ходовариха	6.4	6.7	15.3	22.8	20.9	14.9	8.9	5.3	2.8	1.2	1.0	0.1	0.1	0.007	-	0.59	0.92	0.248
18. Мыс Болванский	7.1	5.9	13.4	19.9	19.0	15.8	10.1	7.2	3.2	3.1	1.8	0.4	0.2	0.02	-	0.60	0.89	0.245
19. Мыс Константиновский	6.7	8.2	14.3	20.8	17.8	15.5	10.5	6.1	3.3	1.8	1.4	0.2	0.1	0.007	-	0.61	0.80	0.238
20. Варандей	6.2	7.5	18.3	23.0	17.8	13.8	9.2	5.4	2.6	1.5	0.8	0.1	0.04	0.007	-	0.62	0.80	0.238
22. Мурманск	4.9	9.8	25.6	27.3	18.7	10.5	5.5	2.1	0.4	0.1	-	-	-	-	-	0.59	0.73	0.247
24. Пялица	4.9	18.2	22.2	21.6	14.9	9.9	6.6	4.2	1.3	0.8	0.3	0.007	-	-	-	0.72	0.91	0.216

Таблица П.4 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
25. Чаваньга	5.6	15.3	18.2	22.5	15.2	10.8	7.8	6.1	2.1	1.3	0.6	0.3	–	–	–	0.70	0.84	0.221
26. Кашкаранцы	5.1	13.6	22.5	23.1	17.0	10.2	7.6	4.8	0.4	0.7	0.1	–	–	–	–	0.66	0.75	0.221
27. Умба	4.3	12.3	31.8	27.4	17.2	6.0	4.0	1.1	0.1	0.1	–	–	–	–	–	0.61	0.89	0.243
30. Гридино	4.8	13.9	27.2	27.1	13.5	8.1	5.5	2.5	1.1	0.6	0.4	0.1	–	–	–	0.70	1.23	0.234
32. Соловки	4.4	18.9	24.2	23.6	17.2	9.1	4.4	1.8	0.5	0.2	0.1	0.003	–	–	–	0.68	0.71	0.219
33. Раз-Наволок	4.6	20.9	22.3	23.1	13.1	8.1	8.1	3.0	0.7	0.4	0.3	0.05	0.01	–	–	0.74	0.93	0.209
35. Онега	3.4	25.1	34.2	22.8	11.0	4.1	1.9	0.6	0.2	0.1	0.02	–	–	–	–	0.72	1.03	0.222
36. Лямца	4.8	16.1	24.9	25.6	14.3	8.9	5.7	2.5	1.2	0.6	0.2	0.03	0.01	–	–	0.70	1.05	0.223
37. О. Жижгин	5.8	11.4	17.8	23.5	18.0	13.0	7.0	5.1	2.3	1.2	0.7	0.04	0.01	–	–	0.64	0.83	0.231
40. Архангельск	3.9	11.0	37.7	30.2	15.1	4.8	1.0	0.2	0.03	0.007	0.004	–	–	–	–	0.55	0.74	0.251
41. О. Мудьюг	5.3	13.1	16.9	26.4	19.8	14.5	5.5	2.5	0.8	0.4	0.1	0.03	–	–	–	0.60	0.61	0.238
43. Инцы	5.2	12.4	20.9	23.6	19.0	14.1	5.0	3.3	0.8	0.7	0.2	–	–	–	–	0.62	0.78	0.230
44. Мыс Абрамовский	6.3	5.8	15.2	25.5	20.9	15.4	8.8	4.6	2.2	1.0	0.5	0.1	0.01	0.01	–	0.56	0.83	0.260
45. Мезень	4.4	10.5	28.9	28.5	18.1	10.3	2.5	0.8	0.2	0.2	0.03	–	–	–	–	0.58	0.76	0.242
47. Нижняя Пеша	4.8	9.4	23.4	28.5	22.6	11.0	3.6	1.1	0.3	0.1	0.04	–	–	–	–	0.55	0.58	0.251
50. Перевал	5.6	10.2	19.1	25.3	18.8	12.5	7.2	4.4	1.6	0.7	0.2	0.02	0.004	–	–	0.61	0.75	0.240
53. Туманная	3.9	21.9	27.9	23.8	15.0	8.1	2.0	0.9	0.2	0.1	0.1	0.004	–	–	–	0.69	0.85	0.211
58. Колмъявр	5.0	19.6	19.2	21.7	16.3	10.0	6.5	4.2	1.4	0.7	0.4	–	–	–	–	0.72	0.87	0.212
59. Мончегорск	4.4	25.5	22.2	18.0	14.1	9.3	6.2	2.9	1.2	0.4	0.2	–	–	–	–	0.78	0.90	0.205
61. Юкспор	4.9	21.0	22.1	21.4	13.4	8.7	4.9	3.6	1.8	1.4	1.1	0.3	0.2	0.1	0.1	0.84	1.37	0.217
62. Центральная	6.3	14.1	17.5	20.4	14.8	11.1	7.9	5.6	3.0	2.3	2.0	0.6	0.5	0.2	0.05	0.76	1.28	0.221
79. Паданы	3.8	20.0	33.1	24.7	14.3	5.9	1.4	0.4	0.2	–	–	–	–	–	–	0.66	0.93	0.222
85. Петрозаводск	3.6	14.2	40.3	29.6	11.4	3.5	0.8	0.2	0.01	–	–	–	–	–	–	0.57	0.87	0.255
86. Василисин	6.4	6.0	17.5	23.2	18.8	14.7	9.9	5.6	2.5	1.3	0.5	–	–	–	–	0.57	0.68	0.254
87. Теребовская	3.6	22.8	31.3	25.1	14.3	4.7	1.3	0.4	0.1	–	–	–	–	–	–	0.67	0.84	0.211
95. Коротаиха	5.4	11.0	21.7	24.8	18.0	12.3	5.6	3.5	1.6	0.8	0.6	0.1	0.02	–	–	0.65	1.00	0.233
97. Хорей-Вер	5.0	16.5	22.2	22.9	15.9	10.9	6.2	3.3	1.2	0.7	0.2	0.003	0.003	–	–	0.69	0.87	0.214
98. Хоседа-Хард	4.3	22.8	24.5	20.3	13.9	9.8	5.3	2.1	0.8	0.3	0.2	0.02	0.007	–	–	0.75	0.92	0.199
129. Хальмерью	5.3	19.3	15.8	20.4	16.0	12.4	8.6	4.2	1.6	1.0	0.5	0.1	0.1	0.02	–	0.71	0.76	0.204
130. Воркута	5.7	10.5	19.6	22.9	18.2	12.7	9.0	3.8	1.7	0.9	0.6	0.1	0.02	0.02	–	0.63	0.81	0.231
135. Инта	4.2	19.2	25.7	24.1	16.8	8.0	4.3	1.3	0.4	0.2	0.003	–	–	–	–	0.68	0.85	0.208

Таблица П. 5

Повторяемость скоростей ветра по уравнениям Гриневича, %

Среднегодовая скорость ветра $\bar{U}$, м/с	Скорость ветра, м/с																					
	$\frac{1}{2}$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Уравнение (3.30), I тип распределения скоростей 5																						
5.0	2.0	9.1	12.0	13.2	13.1	12.0	10.3	8.4	6.5	4.7	3.3	2.2	1.4	0.8	0.5	0.3	0.1	0.1				–
5.1	2.0	8.8	11.7	12.9	12.9	11.9	10.4	8.5	6.6	4.9	3.5	2.3	1.5	0.9	0.6	0.3	0.2	0.1				–
5.2	1.9	8.6	11.4	12.6	12.7	11.8	10.4	8.6	6.8	5.1	3.7	2.5	1.6	1.0	0.6	0.4	0.2	0.1				–
5.3	1.9	8.3	11.1	12.4	12.5	11.7	10.3	8.7	6.9	5.3	3.8	2.7	1.8	1.1	0.7	0.4	0.2	0.1	0.1			–
5.4	1.8	8.1	10.8	12.1	12.3	11.6	10.3	8.7	7.0	5.4	4.0	2.8	1.9	1.3	0.8	0.5	0.3	0.2	0.1			–
5.5	1.7	7.9	10.6	11.8	12.1	11.5	10.3	8.8	7.2	5.6	4.1	3.0	2.0	1.4	0.9	0.5	0.3	0.2	0.1			–
5.6	1.7	7.7	10.3	11.6	11.9	11.3	10.2	8.8	7.3	5.7	4.3	3.1	2.2	1.5	1.0	0.6	0.4	0.2	0.1	0.1		–
5.7	1.6	7.5	10.1	11.4	11.7	11.2	10.2	8.8	7.3	5.9	4.5	3.3	2.3	1.6	1.1	0.7	0.4	0.2	0.1	0.1		–
5.8	1.6	7.3	9.8	11.1	11.5	11.1	10.1	8.9	7.4	6.0	4.6	3.4	2.5	1.7	1.2	0.7	0.5	0.3	0.2	0.1		–
5.9	1.6	7.1	9.6	10.9	11.3	10.9	10.1	8.9	7.5	6.1	4.8	3.6	2.6	1.8	1.2	0.8	0.5	0.3	0.2	0.1		–
6.0	1.5	7.0	9.4	10.7	11.1	10.8	10.0	8.9	7.6	6.2	4.9	3.7	2.7	1.9	1.3	0.9	0.6	0.4	0.2	0.1	0.1	–
6.1	1.5	6.8	9.2	10.5	10.9	10.7	9.9	8.9	7.6	6.3	5.0	3.9	2.9	2.1	1.4	1.0	0.6	0.4	0.2	0.1	0.1	–
6.2	1.4	6.6	9.0	10.2	10.7	10.5	9.9	8.9	7.6	6.4	5.1	4.0	3.0	2.2	1.5	1.1	0.7	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1
6.3	1.4	6.5	8.8	10.0	10.5	10.4	9.8	8.8	7.7	6.5	5.2	4.1	3.1	2.3	1.7	1.2	0.8	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1
6.4	1.4	6.3	8.6	9.8	10.4	10.3	9.7	8.8	7.7	6.5	5.3	4.2	3.3	2.4	1.8	1.2	0.9	0.6	0.4	0.2	0.1	0.1
6.5	1.3	6.2	8.4	9.7	10.2	10.1	9.6	8.8	7.7	6.6	5.4	4.3	3.4	2.5	1.9	1.3	0.9	0.6	0.4	0.3	0.2	0.2
6.6	1.3	6.1	8.2	9.5	10.0	10.0	9.5	8.8	7.8	6.6	5.5	4.4	3.5	2.6	2.0	1.4	1.0	0.7	0.4	0.3	0.2	0.2
6.7	1.3	5.9	8.1	9.3	9.9	9.9	9.5	8.7	7.8	6.7	5.6	4.5	3.6	2.7	2.1	1.5	1.0	0.7	0.5	0.3	0.2	0.2
6.8	1.2	5.8	7.9	9.1	9.7	9.7	9.4	8.7	7.8	6.7	5.7	4.6	3.7	2.9	2.2	1.6	1.1	0.8	0.5	0.4	0.2	0.3
6.9	1.2	5.7	7.7	8.9	9.5	9.6	9.3	8.6	7.8	6.8	5.7	4.7	3.8	3.0	2.3	1.7	1.2	0.9	0.6	0.4	0.3	0.3
7.0	1.2	5.5	7.6	8.8	9.4	9.5	9.2	8.6	7.8	6.8	5.8	4.8	3.9	3.1	2.4	1.7	1.3	0.9	0.6	0.4	0.3	0.4

Таблица П. 5 (продолжение)

Среднегодовая скорость ветра $\bar{v}$, м/с	Скорость ветра, м/с																					
	$\frac{1}{2}$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
7.1	1.2	5.4	7.4	8.6	9.2	9.4	9.1	8.5	7.7	6.8	5.9	4.9	4.0	3.2	2.5	1.8	1.4	1.0	0.7	0.5	0.3	0.5
7.2	1.1	5.3	7.3	8.5	9.1	9.2	9.0	8.5	7.7	6.9	5.9	5.0	4.1	3.3	2.6	1.9	1.4	1.0	0.7	0.5	0.4	0.6
7.3	1.1	5.2	7.1	8.3	8.9	9.1	8.9	8.4	7.7	6.9	6.0	5.1	4.2	3.3	2.7	2.0	1.5	1.1	0.8	0.6	0.4	0.7
7.4	1.1	5.1	7.0	8.2	8.8	9.0	8.8	8.4	7.7	6.9	6.0	5.1	4.2	3.4	2.7	2.1	1.6	1.2	0.9	0.6	0.4	0.8
7.5	1.0	5.0	6.9	8.0	8.7	8.9	8.7	8.3	7.7	6.9	6.0	5.2	4.3	3.5	2.8	2.2	1.7	1.3	0.9	0.7	0.5	0.8
7.6	1.0	4.9	6.8	7.9	8.6	8.8	8.6	8.2	7.6	6.9	6.1	5.2	4.4	3.6	2.9	2.3	1.8	1.3	1.0	0.7	0.5	0.9
7.7	1.0	4.8	6.6	7.8	8.4	8.6	8.5	8.2	7.6	6.9	6.1	5.3	4.5	3.7	3.0	2.4	1.8	1.4	1.0	0.8	0.5	1.1
7.8	1.0	4.7	6.5	7.7	8.3	8.5	8.4	8.1	7.6	6.9	6.1	5.3	4.5	3.8	3.1	2.4	1.9	1.5	1.1	0.8	0.6	1.2
7.9	0.9	4.6	6.4	7.6	8.2	8.4	8.4	8.0	7.5	6.9	6.2	5.4	4.6	3.8	3.1	2.5	2.0	1.5	1.2	0.9	0.6	1.3
8.0	0.9	4.6	6.3	7.4	8.0	8.3	8.3	8.0	7.5	6.9	6.2	5.4	4.6	3.9	3.2	2.6	2.1	1.6	1.2	0.9	0.7	1.4
8.1	0.9	4.5	6.2	7.2	7.9	8.2	8.2	7.9	7.5	6.9	6.2	5.4	4.7	3.9	3.3	2.7	2.1	1.7	1.3	1.0	0.7	1.6
8.2	0.9	4.4	6.1	7.1	7.8	8.1	8.1	7.9	7.4	6.9	6.2	5.5	4.7	4.0	3.4	2.7	2.2	1.7	1.3	1.0	0.8	1.8
8.3	0.9	4.3	6.0	7.0	7.6	8.0	8.0	7.8	7.4	6.8	6.2	5.5	4.8	4.1	3.4	2.8	2.3	1.8	1.4	1.1	0.8	2.0
8.4	0.9	4.3	5.8	6.9	7.5	7.9	7.9	7.7	7.3	6.8	6.2	5.5	4.8	4.2	3.5	2.9	2.3	1.9	1.5	1.1	0.9	2.2
8.5	0.8	4.2	5.7	6.8	7.4	7.8	7.8	7.6	7.3	6.8	6.2	5.6	4.9	4.2	3.6	3.0	2.4	1.9	1.5	1.2	0.9	2.4
8.6	0.8	4.1	5.7	6.7	7.3	7.6	7.7	7.6	7.3	6.8	6.2	5.6	4.9	4.3	3.6	3.0	2.5	2.0	1.6	1.2	1.0	2.5
8.7	0.8	4.0	5.6	6.6	7.2	7.5	7.7	7.5	7.2	6.8	6.2	5.6	4.9	4.3	3.7	3.1	2.5	2.1	1.7	1.3	1.0	2.7
8.8	0.8	3.9	5.5	6.5	7.1	7.5	7.6	7.5	7.2	6.7	6.2	5.6	5.0	4.3	3.7	3.1	2.6	2.1	1.7	1.4	1.1	2.9
8.9	0.8	3.9	5.4	6.4	7.0	7.4	7.5	7.4	7.1	6.7	6.2	5.6	5.0	4.4	3.8	3.2	2.6	2.2	1.8	1.4	1.1	3.1
9.0	0.7	3.8	5.3	6.3	6.9	7.3	7.4	7.3	7.1	6.7	6.2	5.6	5.0	4.4	3.8	3.3	2.7	2.3	1.8	1.5	1.2	3.4
9.1	0.7	3.8	5.2	6.2	6.8	7.2	7.3	7.2	7.0	6.6	6.2	5.6	5.1	4.5	3.9	3.3	2.8	2.3	1.9	1.5	1.2	3.7
9.2	0.7	3.7	5.1	6.1	6.7	7.1	7.2	7.2	7.0	6.6	6.2	5.6	5.1	4.5	3.9	3.4	2.8	2.4	1.9	1.6	1.3	3.9
9.3	0.7	3.6	5.0	6.0	6.6	7.0	7.2	7.1	6.9	6.6	6.2	5.6	5.1	4.6	4.0	3.5	2.9	2.4	2.0	1.6	1.3	4.1
9.4	0.7	3.6	5.0	5.9	6.5	6.9	7.1	7.0	6.9	6.5	6.1	5.6	5.1	4.6	4.0	3.5	3.0	2.5	2.1	1.7	1.4	4.3
9.5	0.7	3.5	4.9	5.8	6.4	6.8	7.0	7.0	6.8	6.5	6.1	5.6	5.1	4.6	4.0	3.6	3.1	2.6	2.2	1.7	1.4	4.6
9.6	0.7	3.5	4.8	5.7	6.3	6.7	6.9	6.9	6.8	6.5	6.1	5.6	5.1	4.6	4.1	3.6	3.1	2.6	2.2	1.8	1.5	4.9
9.7	0.6	3.4	4.7	5.6	6.3	6.6	6.9	6.9	6.7	6.4	6.1	5.6	5.2	4.7	4.1	3.6	3.1	2.7	2.3	1.8	1.5	5.2
9.8	0.6	3.4	4.7	5.6	6.2	6.5	6.8	6.8	6.6	6.4	6.1	5.6	5.2	4.7	4.1	3.6	3.1	2.7	2.3	1.9	1.5	5.6
9.9	0.6	3.3	4.6	5.5	6.1	6.5	6.7	6.7	6.6	6.4	6.0	5.6	5.2	4.7	4.2	3.7	3.2	2.7	2.3	1.9	1.6	5.9
10.0	0.6	3.3	4.6	5.4	6.0	6.4	6.6	6.7	6.5	6.3	6.0	5.6	5.2	4.7	4.2	3.7	3.2	2.8	2.4	2.0	1.6	6.2
10.1	0.6	3.2	4.5	5.4	6.0	6.3	6.5	6.6	6.5	6.3	6.0	5.6	5.2	4.7	4.2	3.7	3.3	2.9	2.4	2.0	1.7	6.5
10.2	0.6	3.2	4.4	5.3	5.9	6.2	6.5	6.5	6.4	6.2	6.0	5.6	5.2	4.7	4.2	3.8	3.3	2.9	2.5	2.1	1.7	6.8
10.3	0.6	3.1	4.4	5.2	5.8	6.2	6.4	6.5	6.3	6.2	5.9	5.6	5.2	4.7	4.3	3.8	3.4	2.9	2.5	2.1	1.8	7.1
10.4	0.6	3.1	4.3	5.1	5.7	6.1	6.3	6.4	6.3	6.2	5.9	5.6	5.2	4.7	4.3	3.8	3.4	3.0	2.6	2.2	1.8	7.4
10.5	0.6	3.0	4.2	5.1	5.6	6.0	6.3	6.3	6.3	6.1	5.9	5.6	5.2	4.8	4.3	3.9	3.4	3.0	2.6	2.2	1.9	7.7
10.6	0.5	3.0	4.2	5.0	5.6	6.0	6.2	6.3	6.2	6.1	5.8	5.5	5.2	4.8	4.3	3.9	3.5	3.0	2.6	2.3	1.9	8.1
10.7	0.5	3.0	4.1	4.9	5.5	5.9	6.1	6.2	6.2	6.0	5.8	5.5	5.2	4.8	4.4	3.9	3.5	3.1	2.7	2.3	2.0	8.4
10.8	0.5	2.9	4.1	4.9	5.4	5.8	6.1	6.2	6.1	6.0	5.8	5.5	5.2	4.8	4.4	3.9	3.5	3.1	2.7	2.3	2.0	8.8
10.9	0.5	2.9	4.0	4.8	5.3	5.7	6.0	6.1	6.1	6.0	5.8	5.5	5.1	4.8	4.4	4.0	3.6	3.1	2.8	2.4	2.0	9.1
11.0	0.5	2.8	4.0	4.7	5.3	5.7	5.9	6.1	6.0	5.9	5.7	5.5	5.1	4.8	4.4	4.0	3.6	3.2	2.8	2.4	2.1	9.5
11.1	0.5	2.8	3.9	4.7	5.2	5.6	5.9	6.0	6.0	5.9	5.7	5.4	5.1	4.8	4.4	4.0	3.6	3.2	2.8	2.5	2.1	9.9
11.2	0.5	2.8	3.8	4.6	5.2	5.6	5.8	6.0	5.9	5.8	5.7	5.4	5.1	4.8	4.4	4.0	3.6	3.2	2.9	2.5	2.2	10.2
11.3	0.5	2.7	3.8	4.6	5.1	5.5	5.7	5.9	5.9	5.8	5.6	5.4	5.1	4.8	4.4	4.0	3.7	3.3	2.9	2.5	2.2	10.6
11.4	0.5	2.7	3.8	4.5	5.0	5.4	5.7	5.8	5.8	5.7	5.6	5.4	5.1	4.8	4.4	4.1	3.7	3.3	2.9	2.6	2.2	11.0
11.5	0.5	2.7	3.7	4.4	5.0	5.3	5.6	5.7	5.8	5.7	5.6	5.3	5.1	4.8	4.4	4.1	3.7	3.3	3.0	2.6	2.3	11.4
11.6	0.5	2.6	3.7	4.4	4.9	5.3	5.6	5.7	5.7	5.7	5.5	5.3	5.1	4.8	4.4	4.1	3.7	3.3	3.0	2.6	2.3	11.8
11.7	0.4	2.6	3.6	4.3	4.9	5.2	5.5	5.6	5.7	5.6	5.5	5.3	5.1	4.8	4.4	4.1	3.7	3.4	3.0	2.7	2.3	12.3
11.8	0.4	2.5	3.6	4.3	4.8	5.2	5.4	5.6	5.6	5.6	5.5	5.3	5.0	4.7	4.4	4.1	3.7	3.4	3.0	2.7	2.4	12.8
11.9	0.4	2.5	3.5	4.2	4.8	5.1	5.4	5.5	5.6	5.5	5.4	5.3	5.0	4.7	4.4	4.1	3.8	3.4	3.1	2.7	2.4	13.2
12.0	0.4	2.5	3.5	4.2	4.7	5.1	5.3	5.5	5.5	5.5	5.4	5.2	5.0	4.7	4.4	4.1	3.8	3.4	3.1	2.7	2.4	13.6

Уравнение (3.31), II тип распределения скоростей

3.0	7.4	20.0	20.1	17.4	13.4	9.3	5.9	3.4	1.7	0.8	0.4	0.1	0.1									
3.1	7.2	19.3	19.5	17.1	13.5	9.6	6.3	3.7	2.0	1.0	0.5	0.2	0.1									
3.2	6.8	18.7	19.0	16.9	13.5	9.9	6.6	4.1	2.3	1.2	0.6	0.3	0.1									
3.3	6.6	18.0	18.5	16.6	13.6	10.1	6.9	4.4	2.6	1.4	0.7	0.3	0.2	0.1								
3.4	6.4	17.4	18.0	16.4	13.5	10.3	7.3	4.7	2.9	1.6	0.8	0.4	0.2	0.1								
3.5	6.2	16.9	17.5	16.1	13.5	10.5	7.5	5.0	3.1	1.8	1.0	0.5	0.3	0.1								
3.6	6.0	16.3	17.1	15.8	13.4	10.6	7.8	5.3	3.4	2.0	1.1	0.6	0.3	0.2	0.1							
3.7	5.8	15.8	16.6	15.5	13.3	10.7	8.0	5.6	3.7	2.3	1.3	0.7	0.4	0.2	0.1							

Таблица П.5 (продолжение)

Среднегодовая скорость ветра $\bar{v}$, м/с	Скорость ветра, м/с																					
	1/2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
3.8	5.6	15.4	16.2	15.3	13.3	10.8	8.2	5.8	3.9	2.5	1.5	0.8	0.4	0.2	0.1							
3.9	5.4	14.9	15.8	15.0	13.2	10.8	8.3	6.0	4.2	2.7	1.7	1.0	0.5	0.3	0.1	0.1						
4.0	5.3	14.5	15.4	14.7	13.0	10.8	8.5	6.3	4.4	2.9	1.9	1.1	0.6	0.3	0.2	0.1						
4.1	5.2	14.1	15.0	14.4	12.9	10.8	8.6	6.5	4.6	3.1	2.1	1.2	0.7	0.4	0.2	0.1	0.1					
4.2	5.0	13.7	14.7	14.2	12.8	10.8	8.7	6.6	4.8	3.3	2.2	1.4	0.8	0.5	0.3	0.1	0.1					
4.3	4.9	13.4	14.3	13.9	12.7	10.8	8.8	6.8	5.0	3.5	2.4	1.5	0.9	0.5	0.3	0.2	0.1					
4.4	4.8	13.0	14.0	13.6	12.5	10.8	8.8	7.0	5.2	3.7	2.6	1.6	1.0	0.6	0.4	0.2	0.1	0.1				
4.5	4.7	12.6	13.7	13.4	12.3	10.8	8.9	7.1	5.4	3.9	2.7	1.8	1.2	0.7	0.4	0.2	0.1	0.1				
4.6	4.5	12.3	13.4	13.2	12.1	10.7	8.9	7.2	5.5	4.1	2.9	2.0	1.3	0.8	0.5	0.3	0.2	0.1				
4.7	4.4	12.0	13.1	12.9	12.0	10.6	9.0	7.3	5.7	4.3	3.0	2.1	1.4	0.9	0.6	0.3	0.2	0.1	0.1			
4.8	4.3	11.7	12.8	12.7	11.9	10.6	9.0	7.4	5.8	4.4	3.2	2.3	1.5	1.0	0.6	0.4	0.2	0.1	0.1			
4.9	4.2	11.4	12.5	12.4	11.7	10.5	9.0	7.5	5.9	4.6	3.4	2.4	1.7	1.1	0.7	0.4	0.3	0.2	0.1			
5.0	4.1	11.2	12.3	12.2	11.5	10.4	9.0	7.5	6.1	4.7	3.5	2.5	1.8	1.2	0.8	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1		
5.1	4.0	10.9	12.0	12.0	11.4	10.3	9.0	7.6	6.2	4.8	3.7	2.7	1.9	1.3	0.9	0.6	0.3	0.2	0.1	0.1		
5.2	3.9	10.7	11.8	11.8	11.2	10.3	9.0	7.6	6.3	5.0	3.8	2.8	2.0	1.4	1.0	0.6	0.4	0.2	0.1	0.1		
5.3	3.8	10.4	11.5	11.6	11.1	10.2	9.0	7.7	6.3	5.1	3.9	2.9	2.2	1.5	1.0	0.7	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	
5.4	3.7	10.2	11.2	11.4	10.9	10.1	9.0	7.7	6.4	5.2	4.1	3.1	2.3	1.6	1.1	0.8	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	
5.5	3.7	10.0	11.0	11.2	10.8	10.0	8.9	7.7	6.5	5.3	4.2	3.2	2.4	1.7	1.2	0.8	0.6	0.4	0.2	0.1	0.1	
5.6	3.6	9.8	10.8	11.0	10.6	9.9	8.9	7.7	6.5	5.4	4.3	3.3	2.5	1.8	1.3	0.9	0.6	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1
5.7	3.5	9.6	10.6	10.8	10.5	9.8	8.8	7.7	6.6	5.5	4.4	3.4	2.6	1.9	1.4	1.0	0.7	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1
5.8	3.5	9.4	10.4	10.6	10.4	9.7	8.8	7.7	6.7	5.6	4.5	3.5	2.7	2.0	1.5	1.1	0.7	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1
5.9	3.4	9.2	10.2	10.5	10.2	9.6	8.7	7.7	6.7	5.6	4.6	3.6	2.8	2.1	1.6	1.1	0.8	0.6	0.4	0.2	0.2	0.2
6.0	3.4	9.0	10.0	10.3	10.0	9.5	8.7	7.7	6.7	5.7	4.7	3.7	2.9	2.2	1.7	1.2	0.9	0.6	0.4	0.3	0.2	0.2
6.1	3.3	8.9	9.8	10.1	9.9	9.4	8.6	7.7	6.7	5.7	4.7	3.8	3.0	2.3	1.8	1.3	1.0	0.7	0.5	0.3	0.2	0.3
6.2	3.3	8.7	9.7	9.9	9.8	9.3	8.6	7.7	6.7	5.8	4.8	3.9	3.1	2.4	1.9	1.4	1.0	0.7	0.5	0.3	0.2	0.3
6.3	3.2	8.5	9.5	9.8	9.6	9.2	8.5	7.7	6.8	5.8	4.9	4.0	3.2	2.5	1.9	1.4	1.1	0.8	0.5	0.4	0.3	0.4
6.4	3.1	8.4	9.3	9.6	9.5	9.1	8.4	7.7	6.8	5.9	5.0	4.1	3.3	2.6	2.0	1.5	1.1	0.8	0.6	0.4	0.3	0.5
6.5	3.0	8.2	9.2	9.5	9.4	9.0	8.4	7.6	6.8	5.9	5.0	4.2	3.4	2.7	2.1	1.6	1.2	0.9	0.6	0.5	0.3	0.5
6.6	3.0	8.1	9.0	9.3	9.2	8.9	8.3	7.6	6.8	5.9	5.1	4.2	3.5	2.8	2.2	1.7	1.3	1.0	0.7	0.5	0.3	0.6
6.7	2.9	7.9	8.9	9.2	9.1	8.8	8.3	7.6	6.8	5.9	5.1	4.3	3.6	2.9	2.3	1.8	1.3	1.0	0.7	0.5	0.4	0.7
6.8	2.9	7.8	8.7	9.0	9.0	8.7	8.2	7.5	6.8	6.0	5.2	4.4	3.6	3.0	2.3	1.8	1.4	1.1	0.8	0.6	0.4	0.8
6.9	2.8	7.7	8.6	8.9	8.9	8.6	8.1	7.5	6.8	6.0	5.2	4.4	3.7	3.0	2.4	1.9	1.5	1.1	0.9	0.6	0.5	0.9
7.0	2.8	7.5	8.4	8.8	8.8	8.5	8.0	7.4	6.8	6.0	5.2	4.5	3.8	3.1	2.5	2.0	1.6	1.2	0.9	0.7	0.5	1.0
7.1	2.8	7.4	8.3	8.6	8.6	8.4	8.0	7.4	6.7	6.0	5.3	4.5	3.8	3.2	2.6	2.1	1.6	1.3	1.0	0.7	0.5	1.2
7.2	2.7	7.3	8.2	8.5	8.5	8.3	7.9	7.4	6.7	6.0	5.3	4.6	3.9	3.2	2.7	2.1	1.7	1.3	1.0	0.8	0.6	1.3
7.3	2.7	7.2	8.1	8.4	8.4	8.2	7.8	7.3	6.7	6.0	5.3	4.6	3.9	3.3	2.7	2.2	1.8	1.4	1.1	0.8	0.6	1.5
7.4	2.7	7.0	7.9	8.3	8.3	8.1	7.8	7.3	6.7	6.0	5.3	4.6	4.0	3.3	2.8	2.3	1.8	1.5	1.1	0.9	0.7	1.6
7.5	2.6	6.9	7.8	8.2	8.2	8.0	7.7	7.2	6.7	6.0	5.4	4.7	4.0	3.4	2.9	2.4	1.9	1.5	1.2	0.9	0.7	1.7
7.6	2.6	6.8	7.7	8.0	8.1	8.0	7.6	7.2	6.6	6.0	5.4	4.7	4.1	3.5	2.9	2.4	2.0	1.6	1.2	1.0	0.7	1.9
7.7	2.6	6.7	7.6	7.9	8.0	7.9	7.6	7.1	6.6	6.0	5.4	4.8	4.1	3.5	3.0	2.5	2.0	1.6	1.3	1.0	0.8	2.0
7.8	2.5	6.6	7.5	7.8	7.9	7.8	7.5	7.1	6.6	6.0	5.4	4.8	4.1	3.6	3.0	2.5	2.1	1.7	1.4	1.1	0.8	2.2
7.9	2.5	6.5	7.4	7.7	7.8	7.7	7.5	7.0	6.5	6.0	5.4	4.8	4.2	3.6	3.1	2.6	2.1	1.8	1.4	1.1	0.9	2.4
8.0	2.5	6.4	7.3	7.6	7.7	7.6	7.4	7.0	6.5	6.0	5.4	4.8	4.2	3.7	3.1	2.6	2.2	1.8	1.5	1.2	0.9	2.6
8.1	2.5	6.3	7.1	7.5	7.6	7.5	7.3	6.9	6.5	6.0	5.4	4.8	4.3	3.7	3.2	2.7	2.3	1.9	1.5	1.2	1.0	2.8
8.2	2.4	6.2	7.0	7.4	7.5	7.4	7.2	6.9	6.5	6.0	5.4	4.8	4.3	3.8	3.2	2.8	2.3	1.9	1.6	1.3	1.0	3.1
8.3	2.4	6.1	6.9	7.3	7.4	7.3	7.2	6.8	6.4	5.9	5.4	4.9	4.3	3.8	3.3	2.8	2.4	2.0	1.6	1.3	1.1	3.4
8.4	2.4	6.1	6.8	7.2	7.3	7.3	7.1	6.8	6.4	5.9	5.4	4.9	4.3	3.8	3.3	2.9	2.4	2.0	1.7	1.4	1.1	3.5
8.5	2.4	6.0	6.8	7.1	7.2	7.2	7.0	6.7	6.3	5.9	5.4	4.9	4.4	3.9	3.4	2.9	2.5	2.1	1.7	1.4	1.1	3.7
8.6	2.3	5.9	6.7	7.0	7.2	7.1	7.0	6.7	6.3	5.9	5.4	4.9	4.4	3.9	3.4	2.9	2.5	2.1	1.8	1.5	1.2	3.9
8.7	2.3	5.8	6.6	7.0	7.1	7.0	6.98	6.6	6.3	5.9	5.4	4.9	4.4	4.0	3.4	3.0	2.6	2.2	1.8	1.5	1.2	4.1
8.8	2.3	5.7	6.5	6.9	7.0	7.0	6.8	6.6	6.2	5.8	5.4	4.9	4.4	4.0	3.5	3.0	2.6	2.2	1.9	1.6	1.3	4.4
8.9	2.3	5.7	6.4	6.8	6.9	6.9	6.8	6.5	6.2	5.8	5.4	4.9	4.5	4.0	3.5	3.1	2.6	2.2	1.9	1.6	1.3	4.6
9.0	2.3	5.6	6.3	6.7	6.8	6.8	6.7	6.5	6.2	5.8	5.4	4.9	4.5	4.0	3.5	3.1	2.7	2.3	2.0	1.6	1.4	4.9
9.1	2.3	5.5	6.2	6.6	6.8	6.8	6.6	6.4	6.1	5.8	5.4	4.9	4.5	4.0	3.6	3.1	2.7	2.4	2.0	1.7	1.4	5.2
9.2	2.2	5.5	6.2	6.5	6.7	6.7	6.6	6.4	6.1	5.7	5.4	4.9	4.5	4.0	3.6	3.2	2.8	2.4	2.0	1.7	1.4	5.5
9.3	2.2	5.4	6.1	6.5	6.6	6.6	6.5	6.3	6.1	5.7	5.3	4.9	4.5	4.1	3.6	3.2	2.8	2.4	2.1	1.8	1.5	5.8
9.4	2.2	5.3	6.0	6.4	6.6	6.5	6.5	6.3	6.0	5.7	5.3	4.9	4.5	4.1	3.7	3.2	2.8	2.5	2.1	1.8	1.5	6.1
9.5	2.2	5.2	5.9	6.3	6.5	6.5	6.4	6.2	6.0	5.7	5.3	4.9	4.5	4.1	3.7	3.2	2.9	2.5	2.1	1.9	1.6	6.4
9.6	2.2	5.2	5.9	6.2	6.4	6.4	6.3	6.2	5.9	5.6	5.3	4.9	4.5	4.1	3.7	3.3	2.9	2.5	2.2	1.9	1.6	6.8
9.7	2.2	5.1	5.8	6.2	6.3	6.4	6.3	6.1	5.9	5.6	5.3	4.9	4.5	4.1	3.7	3.3	2.9	2.6	2.2	1.9	1.6	7.1

Таблица П. 5 (продолжение)

Среднегодовая скорость ветра $\bar{v}$, м/с	Скорость ветра, м/с																					
	1/2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
9.8	2.1	5.0	5.7	6.1	6.2	6.3	6.2	6.1	5.9	5.6	5.3	4.9	4.5	4.1	3.7	3.3	3.0	2.6	2.3	2.0	1.7	7.4
9.9	2.1	5.0	5.7	6.0	6.2	6.2	6.2	6.0	5.8	5.6	5.2	4.9	4.5	4.1	3.8	3.4	3.0	2.6	2.3	2.0	1.7	7.7
10.0	2.1	4.9	5.6	5.9	6.1	6.2	6.1	6.0	5.8	5.5	5.2	4.9	4.5	4.1	3.8	3.4	3.0	2.7	2.4	2.0	1.8	8.0
Уравнение (3.32), III тип распределения скоростей																						
3.0	10.4	21.9	19.1	15.1	11.2	7.9	5.4	3.5	2.2	1.4	0.8	0.5	0.3	0.2	0.1	3.						
3.1	10.1	21.3	18.6	15.0	11.3	8.2	5.6	3.8	2.4	1.4	0.9	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1						
3.2	9.8	20.7	18.2	14.9	11.4	8.4	5.9	4.0	2.6	1.7	1.0	0.6	0.4	0.2	0.1	0.1						
3.3	9.4	20.1	17.9	14.7	11.4	8.5	6.1	4.2	2.8	1.8	1.2	0.7	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1					
3.4	9.2	19.5	17.5	14.6	11.4	8.7	6.3	4.4	3.0	2.0	1.3	0.8	0.6	0.3	0.2	0.1	0.1					
3.5	9.0	19.0	17.2	14.4	11.5	8.7	6.5	4.6	3.2	2.2	1.5	0.9	0.5	0.4	0.2	0.1	0.1					
3.6	8.7	18.4	16.9	14.3	11.4	8.8	6.6	4.8	3.4	2.3	1.6	1.0	0.6	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1				
3.7	8.5	18.0	16.5	14.1	11.4	8.9	6.8	5.0	3.6	2.5	1.7	1.1	0.7	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1				
3.8	8.3	17.5	16.2	13.9	11.3	9.0	6.9	5.1	3.8	2.6	1.8	1.3	0.8	0.5	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1			
3.9	8.1	17.1	15.9	13.7	11.3	9.0	7.0	5.3	3.9	2.8	1.9	1.4	0.9	0.6	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1			
4.0	7.8	16.7	15.6	13.6	11.3	9.1	7.1	5.4	4.0	2.9	2.1	1.5	1.0	0.6	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1		
4.1	7.6	16.3	15.3	13.4	11.2	9.1	7.2	5.6	4.1	3.1	2.2	1.6	1.1	0.7	0.5	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1		
4.2	7.4	15.9	14.9	13.2	11.2	9.1	7.3	5.7	4.3	3.2	2.4	1.7	1.2	0.8	0.6	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1		
4.3	7.2	15.5	14.6	13.1	11.1	9.2	7.4	5.8	4.4	3.3	2.5	1.8	1.3	0.9	0.6	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	
4.4	7.0	15.1	14.4	12.9	11.0	9.2	7.4	5.9	4.5	3.5	2.6	1.9	1.4	1.0	0.7	0.5	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1	
4.5	6.8	14.8	14.2	12.7	11.8	9.2	7.4	6.0	4.6	3.6	2.7	2.0	1.5	1.1	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1
4.6	6.7	14.5	13.9	12.5	10.9	9.2	7.5	6.1	4.8	3.7	2.8	2.1	1.6	1.1	0.8	0.6	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1
4.7	6.6	14.2	13.7	12.3	10.8	9.1	7.5	6.2	4.9	3.8	2.9	2.2	1.6	1.2	0.9	0.6	0.5	0.3	0.2	0.2	0.1	0.2
4.8	6.5	13.9	13.4	12.1	10.7	9.1	7.5	6.2	5.0	4.0	3.0	2.3	1.7	1.3	0.9	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0.2
4.9	6.4	13.6	13.2	12.0	10.6	9.1	7.6	6.3	5.1	4.0	3.1	2.4	1.8	1.4	1.0	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0.2
5.0	6.3	13.3	12.9	11.8	10.5	9.0	7.6	6.3	5.2	4.1	3.2	2.5	1.9	1.5	1.1	0.8	0.5	0.5	0.3	0.2	0.2	0.3
5.1	6.1	13.0	12.7	11.7	10.4	9.0	7.6	6.4	5.2	4.2	3.3	2.5	2.0	1.6	1.1	0.8	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.4
5.2	6.0	12.8	12.5	11.5	10.3	8.9	7.6	6.4	5.3	4.3	3.4	2.6	2.1	1.6	1.2	0.9	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2	0.5
5.3	5.9	12.5	12.3	11.4	10.2	8.9	7.6	6.5	5.3	4.3	3.5	2.7	2.2	1.7	1.3	1.0	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2	0.6
5.4	5.9	12.2	12.1	11.2	10.1	8.8	7.6	6.5	5.3	4.4	3.6	2.8	2.2	1.7	1.4	1.0	0.8	0.6	0.5	0.4	0.3	0.6
5.5	5.8	12.0	11.9	11.0	10.0	8.8	7.6	6.5	5.4	4.5	3.6	2.9	2.3	1.8	1.5	1.1	0.8	0.6	0.5	0.4	0.3	0.7
5.6	5.7	11.9	11.7	11.0	9.9	8.7	7.6	6.5	5.4	4.5	3.7	3.02	2.4	1.9	1.5	1.2	0.9	0.6	0.5	0.4	0.3	0.7
5.7	5.6	11.6	11.5	10.8	9.8	8.7	7.6	6.5	5.5	4.6	3.8	3.0	2.5	2.0	1.6	1.2	0.9	0.7	0.5	0.5	0.3	0.8
5.8	5.5	11.4	11.3	10.6	9.7	8.7	7.5	6.5	5.5	4.7	3.9	3.1	2.6	2.0	1.6	1.3	1.0	0.7	0.6	0.5	0.4	0.9
5.9	5.4	11.2	11.2	10.5	9.6	8.6	7.5	6.5	5.6	4.7	4.0	3.2	2.6	2.1	1.6	1.4	1.0	0.8	0.6	0.5	0.4	1.0
6.0	5.3	11.1	11.0	10.4	9.5	8.6	7.5	6.5	5.6	4.8	4.0	3.3	2.6	2.2	1.7	1.4	1.1	0.8	0.6	0.5	0.4	1.1
6.1	5.2	10.9	10.8	10.2	9.4	8.5	7.5	6.5	5.6	4.8	4.0	3.3	2.7	2.2	1.8	1.5	1.2	0.9	0.7	0.5	0.5	1.3
6.2	5.1	10.7	10.7	10.1	9.3	8.4	7.5	6.5	5.7	4.9	4.0	3.4	2.8	2.3	1.8	1.5	1.2	0.9	0.7	0.6	0.5	1.4
6.3	5.0	10.5	10.5	9.9	9.2	8.3	7.5	6.5	5.7	4.9	4.1	3.5	2.8	2.4	1.9	1.6	1.3	1.0	0.8	0.6	0.5	1.5
6.4	5.0	10.3	10.3	9.9	9.1	8.3	7.5	6.5	5.8	4.9	4.1	3.5	2.9	2.4	2.0	1.6	1.3	1.0	0.8	0.6	0.5	1.7
6.5	4.9	10.1	10.1	9.8	9.0	8.2	7.4	6.5	5.7	5.0	4.2	3.6	3.0	2.5	2.0	1.6	1.4	1.1	0.9	0.7	0.5	1.8
6.6	4.8	10.0	10.0	9.7	8.9	8.2	7.4	6.5	5.7	5.0	4.2	3.6	3.0	2.6	2.1	1.7	1.4	1.1	0.9	0.7	0.5	2.0
6.7	4.7	9.9	9.9	9.5	8.8	8.1	7.3	6.5	5.7	5.0	4.2	3.7	3.1	2.6	2.1	1.7	1.5	1.2	1.0	0.7	0.6	2.2
6.8	4.6	9.7	9.8	9.4	8.8	8.0	7.3	6.5	5.7	5.0	4.3	3.7	3.1	2.6	2.2	1.8	1.5	1.2	1.0	0.8	0.6	2.4
6.9	4.5	9.6	9.6	9.2	8.7	8.0	7.3	6.5	5.7	5.0	4.3	3.8	3.2	2.6	2.3	1.8	1.6	1.3	1.0	0.8	0.6	2.6
7.0	4.5	9.4	9.5	9.1	8.6	7.9	7.2	6.5	5.7	5.0	4.4	3.8	3.2	2.7	2.3	1.9	1.6	1.3	1.1	0.9	0.7	2.7
7.1	4.4	9.2	9.4	9.0	8.5	7.6	7.2	6.5	5.7	5.1	4.4	3.8	3.3	2.7	2.4	2.0	1.6	1.4	1.1	0.9	0.7	2.9
7.2	4.4	9.1	9.2	8.9	8.4	7.8	7.1	6.5	5.7	5.1	4.4	3.9	3.3	2.8	2.4	2.0	1.6	1.4	1.2	0.9	0.8	3.1
7.3	4.3	8.9	9.1	8.8	8.3	7.7	7.1	6.5	5.7	5.1	4.4	3.9	3.3	2.8	2.5	2.1	1.7	1.5	1.2	1.0	0.8	3.3
7.4	4.3	8.8	9.0	8.7	8.3	7.6	7.0	6.4	5.7	5.1	4.5	3.9	3.4	2.9	2.5	2.1	1.7	1.5	1.3	1.0	0.8	3.5
7.5	4.2	8.7	8.8	8.6	8.2	7.6	7.0	6.4	5.7	5.1	4.5	4.0	3.4	2.9	2.5	2.1	1.8	1.5	1.3	1.1	0.9	3.7
7.6	4.2	8.6	8.7	8.5	8.1	7.5	7.0	6.4	5.7	5.1	4.5	4.0	3.4	2.9	2.6	2.2	1.8	1.6	1.3	1.1	0.9	3.9
7.7	4.1	8.5	8.6	8.4	8.0	7.5	6.9	6.3	5.7	5.1	4.5	4.0	3.5	3.0	2.6	2.2	1.9	1.6	1.4	1.1	0.9	4.2
7.8	4.1	8.4	8.5	8.3	7.9	7.4	6.9	6.3	5.7	5.1	4.5	4.0	3.5	3.0	2.6	2.3	1.9	1.6	1.4	1.2	1.0	4.4
7.9	4.0	8.3	8.4	8.2	7.8	7.4	6.8	6.3	5.7	5.1	4.5	4.0	3.5	3.1	2.6	2.3	2.0	1.6	1.5	1.2	1.0	4.7
8.0	4.0	8.1	8.3	8.1	7.7	7.3	6.8	6.3	5.6	5.1	4.5	4.0	3.6	3.1	2.6	2.4	2.0	1.7	1.5	1.3	1.0	5.0
8.1	3.9	8.0	8.2	8.0	7.7	7.3	6.7	6.2	5.6	5.1	4.6	4.0	3.6	3.1	2.7	2.4	2.1	1.7	1.5	1.3	1.1	5.2
8.2	3.9	7.9	8.1	7.9	7.6	7.2	6.7	6.2	5.6	5.1	4.6	4.0	3.6	3.2	2.7	2.4	2.1	1.8	1.6	1.3	1.1	5.4
8.3	3.9	7.8	8.0	7.8	7.5	7.1	6.6	6.2	5.6	5.1	4.6	4.0	3.6	3.2	2.8	2.5	2.1	1.8	1.6	1.4	1.1	5.7
8.4	3.8	7.7	7.9	7.7	7.5	7.1	6.6	6.1	5.6	5.1	4.6	4.1	3.7	3.2	2.8	2.5	2.1	1.8	1.6	1.4	1.2	5.9
8.5	3.8	7.6	7.8	7.7	7.4	7.0	6.5	6.1	5.6	5.1	4.6	4.1	3.7	3.2	2.8	2.5	2.2	1.9	1.6	1.4	1.2	6.2

Таблица П. 5 (продолжение)

Среднечасовая скорость ветра $\bar{\upsilon}$, м/с	Скорость ветра, м/с																					
	1/2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1																						
8.6	3.7	7.5	7.7	7.6	7.4	7.0	6.5	6.1	5.5	5.1	4.6	4.1	3.7	3.3	2.8	2.6	2.2	1.9	1.6	1.5	1.2	6.4
8.7	3.7	7.5	7.6	7.5	7.3	6.9	6.5	6.0	5.5	5.1	4.6	4.1	3.7	3.3	2.9	2.6	2.2	1.9	1.7	1.5	1.3	6.6
8.8	3.6	7.4	7.5	7.5	7.2	6.8	6.5	6.0	5.5	5.1	4.6	4.1	3.7	3.3	2.9	2.6	2.3	2.0	1.7	1.5	1.3	6.9
8.9	3.6	7.3	7.5	7.4	7.1	6.7	6.4	6.0	5.5	5.1	4.6	4.1	3.7	3.3	2.9	2.6	2.3	2.0	1.7	1.6	1.3	7.2
9.0	3.6	7.2	7.4	7.3	7.1	6.7	6.4	5.9	5.4	5.1	4.6	4.1	3.8	3.3	2.9	2.6	2.3	2.0	1.8	1.6	1.4	7.5
9.1	3.5	7.1	7.3	7.3	7.0	6.6	6.3	5.9	5.4	5.0	4.6	4.1	3.8	3.4	3.0	2.6	2.4	2.1	1.8	1.6	1.4	7.8
9.2	3.5	7.0	7.3	7.2	6.9	6.6	6.3	5.9	5.4	5.0	4.6	4.1	3.8	3.4	3.0	2.6	2.4	2.1	1.8	1.6	1.4	8.1
9.3	3.5	7.0	7.2	7.1	6.9	6.5	6.2	5.8	5.4	5.0	4.6	4.1	3.8	3.4	3.0	2.7	2.4	2.1	1.8	1.6	1.5	8.4
9.4	3.5	6.9	7.1	7.0	6.8	6.5	6.2	5.8	5.3	5.0	4.6	4.1	3.8	3.4	3.0	2.7	2.4	2.2	1.9	1.6	1.5	8.7
9.5	3.4	6.8	7.0	6.9	6.7	6.5	6.2	5.8	5.3	5.0	4.6	4.1	3.8	3.4	3.0	2.7	2.5	2.2	1.9	1.7	1.5	9.0
9.6	3.4	6.7	6.9	6.9	6.7	6.5	6.1	5.7	5.3	5.0	4.5	4.1	3.8	3.4	3.1	2.7	2.5	2.2	1.9	1.7	1.6	9.3
9.7	3.4	6.6	6.9	6.8	6.6	6.4	6.1	5.7	5.3	5.0	4.5	4.1	3.8	3.4	3.1	2.7	2.5	2.2	2.0	1.7	1.6	9.6
9.8	3.4	6.6	6.8	6.7	6.6	6.4	6.0	5.6	5.2	4.9	4.5	4.1	3.8	3.5	3.1	2.8	2.5	2.3	2.0	1.7	1.6	9.9
9.9	3.3	6.5	6.7	6.7	6.5	6.3	6.0	5.6	5.2	4.9	4.5	4.1	3.8	3.5	3.1	2.8	2.6	2.3	2.0	1.8	1.6	10.2
10.0	3.3	6.5	6.6	6.6	6.5	6.3	5.9	5.6	5.2	4.9	4.5	4.1	3.8	3.5	3.1	2.8	2.6	2.3	2.0	1.8	1.6	10.5

Таблица П. 6

Распределение рабочих периодов и периодов простоя ВЭУ по длительности (результаты обработки 10-летних данных о среднечасовых скоростях ветра на высоте 5 м на ветроэнергетическом полигоне пос. Дальние Зеленцы на побережье Баренцева моря, $\upsilon_{min\ p}$ =4 м/с)

Интервалы длительности, сут	Рабочие периоды			Периоды простоя		
	число случаев	число часов	вероятность, %	число случаев	число часов	вероятность, %
1	2	3	4	5	6	7
В целом за 10 лет (T=87 648 ч, $\bar{\upsilon}_M$ =7.1 м/с)						
0÷0.25	1634	4341	5.0	2255	5174	5.9
0.26÷0.50	477	4384	5.0	467	4228	4.8
0.51÷0.75	262	4031	4.6	254	3872	4.4
0.76÷1.0	178	3752	4.3	128	2724	3.1
1.1÷1.5	212	6355	7.3	107	3189	3.6
1.6÷2.0	166	7022	8.0	42	1760	2.0
2.1÷2.5	87	4712	5.4	15	804	0.9
2.6÷3.0	65	4316	4.9	9	592	0.7
3.1÷4.0	84	7050	8.0	5	410	0.5
4.1÷5.0	42	4565	5.2	3	291	0.3
5.1÷6.0	36	4644	5.3	1	123	0.1
6.1÷7.0	13	2047	2.3			
7.1÷8.0	17	3024	3.5			
8.1÷9.0	2	409	0.5			
9.1÷10.0	6	1349	1.5			
10.1÷11.0	1	255	0.3			
11.1÷12.0	3	830	1.0			
13÷14	1	336	0.4			
15÷16	1	382	0.4			
28÷29	1	677	0.8			
Всего	3288	64481	73.7		23167	26.3
Январь (T=7440 ч, $\bar{\upsilon}_M$ =8.8 м/с)						
0÷0.25	117	313	4.2	186	455	6.1
0.26÷0.50	26	230	3.1	24	217	2.9
0.51÷0.75	15	233	3.1	14	209	2.8
0.76÷1.0	6	123	1.7	5	111	1.5
1.0÷1.5	13	389	5.2	2	59	0.8
1.6÷2.5	9	501	6.7			
2.6÷3.0	9	595	8.0			
3.1÷4.0	7	583	7.8			
4.1÷5.0	4	423	5.7			
5.1÷6.0	4	522	7.0			
6.1÷7.0	1	145	2.0			
7.1÷8.0	6	1067	14.4			
11÷12	1	285	3.8			
Всего		6305	84.7		1135	15.3

Таблица П. 6 (продолжение)

Интервалы длительности, сут	Рабочие периоды			Периоды простоя		
	число случаев	число часов	вероятность, %	число случаев	число часов	вероятность, %
1	2	3	4	5	6	7
Февраль (T=6768 ч, $\bar{v}_м$=9.4 м/с)						
0.0÷0.25	53	152	2.3	133	273	4.0
0.26÷0.50	30	276	4.1	16	130	1.9
0.51÷0.75	14	206	3.0	3	44	0.6
0.76÷1.0	2	46	0.7	3	63	0.9
1.1÷1.5	17	519	7.7	4	119	1.7
1.6÷2.0	6	255	3.8			
2.1÷2.5	7	384	5.7			
2.6÷3.0	6	384	5.7			
3.1÷4.0	13	1102	16.3			
4.1÷5.0	5	549	8.1			
5.1÷6.0	2	255	3.8			
6.1÷7.0	3	471	6.9			
7.1÷8.0	3	548	8.1			
8.1÷9.0	1	214	3.2			
9.1÷10.0	1	236	3.5			
22÷23	1	542	8.0			
Всего	164	6139	90.9	159	629	9.1
Март (T=7440 ч, $\bar{v}_м$=8.3 м/с)						
0÷0.25	105	282	3.8	160	317	4.3
0.26÷0.50	24	226	3.0	26	220	3.0
0.51÷0.75	18	274	3.7	14	213	2.9
0.76÷1.0	15	314	4.2	13	276	3.7
1.1÷1.5	14	433	5.8	7	208	2.8
1.6÷2.0	14	607	8.1	1	37	0.5
2.1÷2.5	8	424	5.7			
2.6÷3.0	7	474	6.4			
3.1÷4.0	6	509	6.8			
4.1÷5.0	4	441	5.9			
5.1÷6.0	4	517	6.9			
6.1÷7.0	2	304	4.1			
7.1÷8.0	3	540	7.3			
8.1÷9.0	–	–				
9.1÷10.0	1	217	2.9			
13÷14	2	607	8.2			
Всего	227	6169	82.8	221	1271	17.2
Апрель (T=7200 ч, $\bar{v}_м$=7.3 м/с)						
0.0÷0.25	118	303	4.2	192	429	6.0
0.26÷0.50	39	343	4.8	40	362	5.0
0.51÷0.75	26	411	5.7	17	254	3.5
0.76÷1.0	14	357	5.0	5	110	1.5
1.1÷1.5	19	578	8.0	6	178	2.5

Таблица П. 6 (продолжение)

Интервалы длительности, сут	Рабочие периоды			Периоды простоя		
	число случаев	число часов	вероятность, %	число случаев	число часов	вероятность, %
1	2	3	4	5	6	7
1.6÷2.0	16	666	9.3	2	87	1.2
2.1÷2.5	10	559	7.8	3	158	2.2
2.6÷3.0	5	334	4.6			
3.1÷4.0	9	737	10.2			
4.1÷5.0	3	315	4.4			
5.1÷6.0	6	677	9.4			
6.1÷7.0	1	167	2.3			
7.1÷8.0	1	175	2.4			
Всего	267	5622	78.1	265	1578	21.9
Май (T=7440 ч, $\bar{v}_м$=5.7 м/с)						
0.0÷0.25	176	459	6.2	226	506	6.8
0.26÷0.50	46	422	5.7	44	390	5.2
0.51÷0.75	36	554	7.4	41	643	8.6
0.76÷1.0	25	543	7.3	16	341	4.6
1.1÷1.5	22	668	9.0	16	459	6.2
1.6÷2.0	22	923	12.4	1	38	0.5
2.1÷2.5	5	259	3.5	1	54	0.7
2.6÷3.0	6	400	5.4			
3.1÷4.0	5	420	5.6			
4.1÷5.0	2	229	3.1			
5.1÷6.0	1	132	1.8			
Всего	346	5009	67.4	345	2431	32.6
Июнь (T=7200 ч, $\bar{v}_м$=5.2 м/с)						
0.0÷0.25	210	541	7.5	234	568	7.9
0.26÷0.50	60	538	7.5	77	711	9.9
0.51÷0.75	45	694	9.6	33	496	6.9
0.76÷1.0	23	475	6.6	16	340	4.7
1.1÷1.5	14	430	6.0	12	363	5.0
1.6÷2.0	12	497	6.9	6	251	3.5
2.1÷2.5	9	498	6.9	1	58	0.8
2.6÷3.0	2	135	1.9	1	68	0.9
3.1÷4.0	4	334	4.6	–	–	
4.1÷5.0	1	106	1.5	1	97	1.4
Всего	380	4248	59.0	381	2952	41.0
Июль (T=7400 ч, $\bar{v}_м$=4.5 м/с)						
0.0÷0.25	194	546	7.3	206	546	7.3
0.26÷0.50	81	783	10.5	63	565	7.6
0.51÷0.75	40	601	8.1	34	511	6.9
0.76÷1.0	16	337	4.5	23	487	6.6
1.1÷1.5	16	486	6.6	23	699	9.4

Таблица П.3 (продолжение)

Интервалы длительности, сут	Рабочие периоды			Периоды простоя		
	число случаев	число часов	вероятность, %	число случаев	число часов	вероятность, %
1	2	3	4	5	6	7
1.6÷2.0	5	214	2.9	8	344	4.6
2.1÷2.5	6	330	4.4	3	158	2.1
2.6÷3.0	1	61	0.8	2	132	1.8
3.1÷4.0	2	173	2.5	3	245	3.3
4.1÷5.0	–	–		1	97	1.3
5.1÷6.0	1	125	1.7			
Всего	362	3656	49.1	366	3784	50.9
Август (T=7440 ч, $\bar{v}_м$=5.1 м/с)						
0.0÷0.25	184	490	6.6	205	492	6.6
0.26÷0.50	64	576	7.7	55	516	6.9
0.51÷0.75	28	439	5.9	42	659	8.9
0.76÷1.0	18	377	5.1	14	299	4.0
1.1÷1.5	15	429	5.8	15	460	6.2
1.6÷2.0	14	571	7.7	7	269	3.6
2.1÷2.5	5	257	3.4	2	110	1.5
2.6÷3.0	4	268	3.6	2	132	1.8
3.1÷4.0	6	529	7.1	1	89	1.2
4.1÷5.0	2	215	2.9			
5.1÷6.0	2	263	3.5			
Всего	342	4414	59.3	343	3026	40.7
Сентябрь (T=7200 ч, $\bar{v}_м$=5.8 м/с)						
0.0÷0.25	173	475	6.6	186	409	5.7
0.26÷0.50	34	327	4.5	45	402	5.6
0.51÷0.75	19	296	4.1	23	360	5.0
0.76÷1.0	18	369	5.1	9	193	2.7
1.1÷1.5	10	300	4.2	9	248	3.4
1.6÷2.0	14	595	8.2	8	370	5.1
2.1÷2.5	6	323	4.5	3	161	2.2
2.6÷3.0	6	393	5.5	4	260	3.6
3.1÷4.0	6	486	6.8	1	76	1.1
4.1÷5.0	5	542	7.5	1	97	1.4
5.1÷6.0	3	395	5.5	1	123	1.7
Всего	294	4501	62.5	290	2699	37.5
Октябрь (T=7440 ч, $\bar{v}_м$=7.7 м/с)						
0.0÷0.25	125	343	4.6	179	411	5.5
0.26÷0.50	28	248	3.3	38	347	4.7
0.51÷0.75	8	129	1.7	11	154	2.1
0.76÷1.0	13	272	3.7	9	189	2.5
1.1÷1.5	26	777	10.5	9	259	3.5
1.6÷2.0	20	829	11.2	2	79	1.0
2.1÷2.5	7	379	5.1	1	55	0.7
2.6÷3.0	7	461	6.2			

Таблица П. 6 (продолжение)

Интервалы длительности, сут	Рабочие периоды			Периоды простоя		
	число случаев	число часов	вероятность, %	число случаев	число часов	вероятность, %
1	2	3	4	5	6	7
3.1÷4.0	11	873	11.7			
4.1÷5.0	1	100	1.4			
5.1÷6.0	5	641	8.6			
6.1÷7.0	1	149	2.0			
7.1÷8.0	3	524	7.0			
8.1÷9.0	–	–				
9.1÷10.0	1	221	3.0			
Всего	256	5946	80.0	249	1494	20.0
Ноябрь (T=7200 ч, $\bar{v}_м$=8.5 м/с)						
0.0÷0.25	99	245	3.4	173	394	5.5
0.26÷0.50	27	245	3.4	30	280	3.9
0.51÷0.75	9	139	1.9	7	104	1.4
0.76÷1.0	12	252	3.5	7	158	2.2
1.1÷1.5	21	633	8.8	3	95	1.3
1.6÷2.0	15	638	8.9	1	39	0.5
2.1÷2.5	13	700	9.7			
2.6÷3.0	10	678	9.4			
3.1÷4.0	5	421	5.9			
4.1÷5.0	10	1109	15.4			
5.1÷6.0	3	370	5.1			
6.1÷7.0	–	–	–			
7.1÷8.0	1	175	2.4			
8.1÷9.0	–	–	–			
9.1÷10.0	–	–	–			
10.1÷11.0	1	255	3.6			
11.1÷12.0	1	274	3.8			
Всего	227	6130	85.2	221	1070	14.8
Декабрь (T=7440 ч, $\bar{v}_м$=8.5 м/с)						
0.0÷0.25	109	290	3.9	193	410	5.5
0.26÷0.50	33	316	4.2	29	268	3.6
0.76÷1.0	15	315	4.2	4	79	1.1
1.1÷1.5	28	818	11.0	2	61	0.8
1.6÷2.0	18	794	10.7	2	83	1.1
2.1÷2.5	6	327	4.4			
2.6÷3.0	5	339	4.6			
3.1÷4.0	10	824	11.1			
4.1÷5.0	2	208	2.8			
5.1÷6.0	6	754	10.1			
6.1÷7.0	1	161	2.2			
7.1÷8.0	1	174	2.3			
8.1÷9.0	2	406	5.5			
9.1÷10.0	2	452	6.1			
Всего	249	6342	85.3	243	1098	14.7

Таблица П. 7

Максимальные нормативные скорости ветра на высоте флюгера, возможные 1 раз в заданное число лет, м/с

Номер и название метеостанции	Число лет			
	1	5	10	20
1	2	3	4	5
1. Вайда-губа	27	29	30	31
2. Цып-Наволок	27	29	31	31
3. Дальние Зеленцы	26	28	29	30
4. О. Харлов	32	35	36	37
5. Терско-Орловский	31	34	35	37
6. О. Сосновец	25	28	28	29
7. О. Моржовец	25	26	27	28
8. Мыс Конушин	24	25	26	27
9. Шойна	27	29	31	31
10. Канин Нос	29	31	33	34
11. Мыс Микулин	25	28	29	30
12. Индига	25	27	28	28
13. Колгуев Северный	27	29	30	31
14. Бугрино	24	25	26	27
15. Сенгейский Шар	24	25	26	27
16. Табседа	23	25	26	27
17. Ходовариха	25	26	27	28
18. Мыс Молванский	26	28	29	30
19. Мыс Константиновский	25	26	27	28
20. Варандей	24	25	27	28
21. Ура-губа	19	21	22	22
22. Мурманск	18	20	21	22
24. Пялица	23	25	26	27
25. Чаваньга	22	25	25	26
26. Кашкаранцы	21	22	23	24
27. Умба	18	19	20	21
28. Кандалакша	15	17	18	19
30. Гридино	22	25	25	26
32. Соловки	19	21	22	22
33. Раз-Наволок	22	23	24	25
35. Онега	18	21	22	22
36. Лямца	22	23	24	25
37. Жижгин	22	24	25	25
38. Унский маяк	21	23	24	25
40. Архангельск	14	15	16	17
41. О. Мудьюг	20	22	22	23
42. Зимнегорский	26	28	30	31
43. Инцы	21	22	23	24
44. Мыс Абрамовский	22	24	25	25

Таблица П. 7 (продолжение)

Номер и название метеостанции	Число лет			
	1	5	10	20
1	2	3	4	5
45. Мезень	18	20	21	22
46. Несь	18	19	20	21
47. Нижняя Пеша	18	19	20	21
49. Печенга-Никель	16	18	19	20
50. Перевал	19	21	22	22
53. Туманная	19	22	22	23
58. Колмъявр	22	24	25	25
59. Мончегорск	22	23	24	25
61. Юкспор	31	36	38	39
62. Центральная	31	35	37	38
66. Краснощелье	13	15	15	16
95. Коротаиха	23	25	26	27
97. Хорей-Вер	22	24	25	25
98. Хоседа-Хард	21	23	24	25
129. Хальмерью	25	28	29	30
130. Воркута	23	25	26	27
135. Инта	19	21	22	22

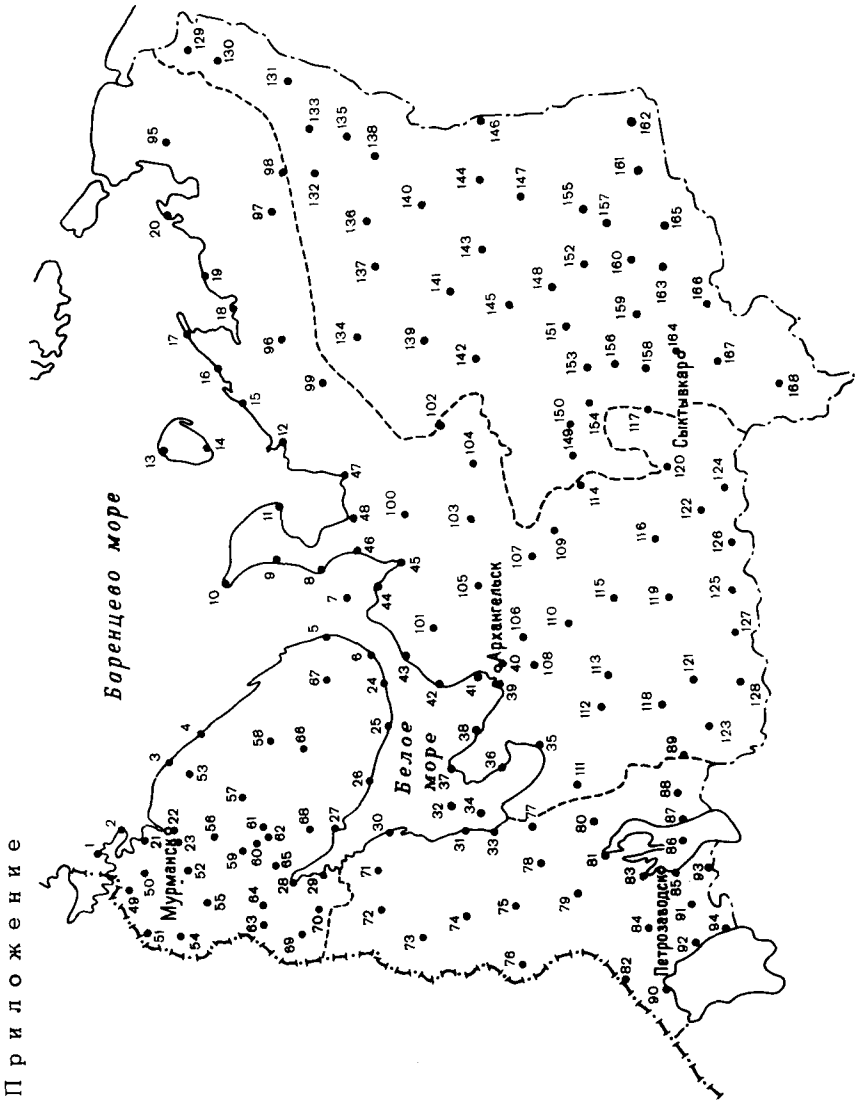


Рис. П. 1. Расположение метеорологических станций на территории севера европейской части СССР.

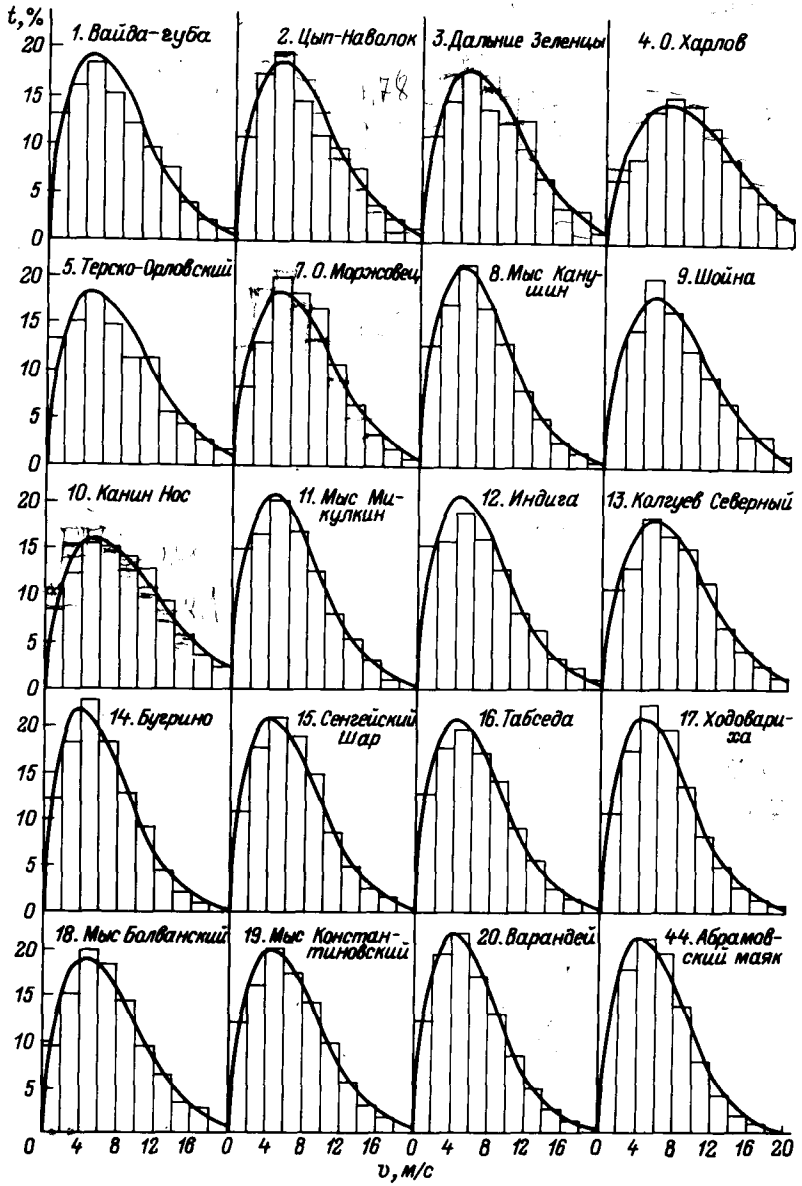


Рис. П. 2. Фактические данные (гистограммы) и расчетные кривые повторяемости скоростей ветра в прибрежных пунктах Баренцева моря.

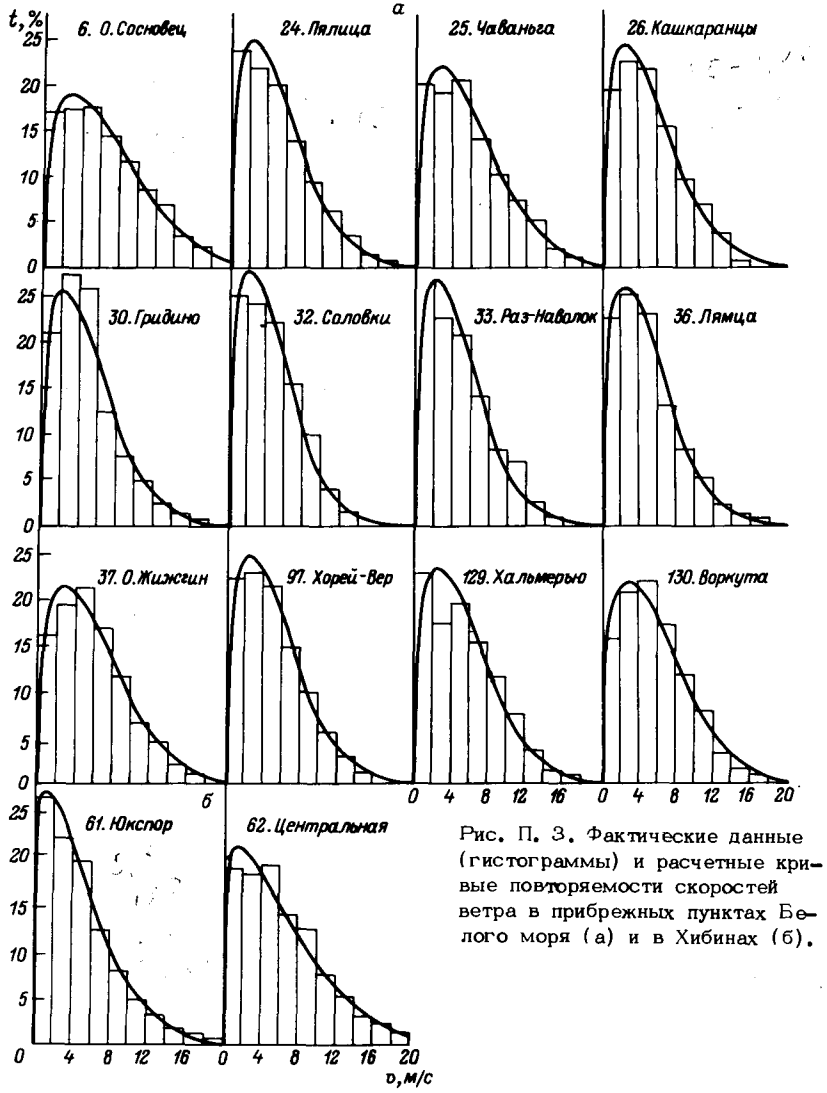


Рис. П. 3. Фактические данные (гистограммы) и расчетные кривые повторяемости скоростей ветра в прибрежных пунктах Белого моря (а) и в Хибинах (б).

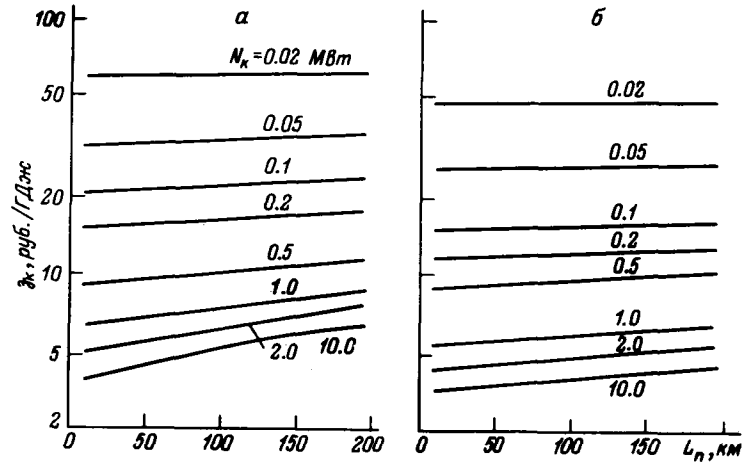


Рис. П. 4. Удельные приведенные затраты $З_к$ на тепловую энергию при работе котельной на угле (а) и мазуте (б) в зависимости от удаленности $L_п$.

Число часов $h_к^{max}$=3000, заработная плата обслуживающего персонала $П_к$=2400 руб./(чел.·год).

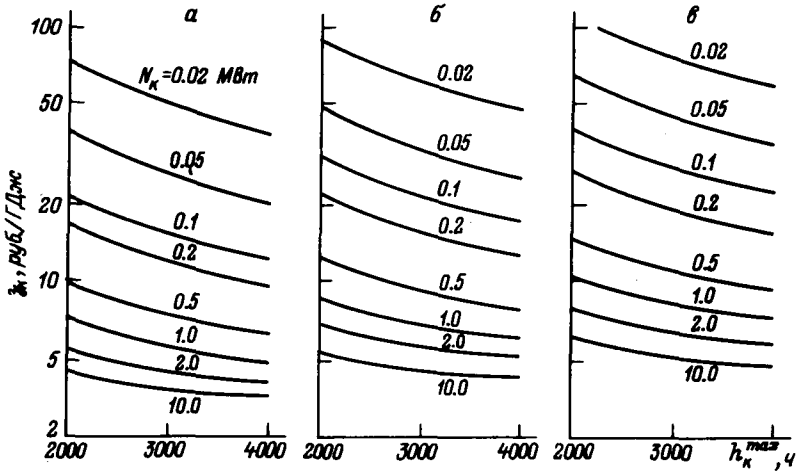


Рис. П. 5. Зависимость удельных приведенных затрат $З_к$ на тепловую энергию от числа часов использования в году максимальной мощности котельной $h_к^{max}$ при работе на мазуте (а), угле (б) и дровах (в).

Удаленность $L_п$=50 км, зарплата 2400 руб./(чел.·год).

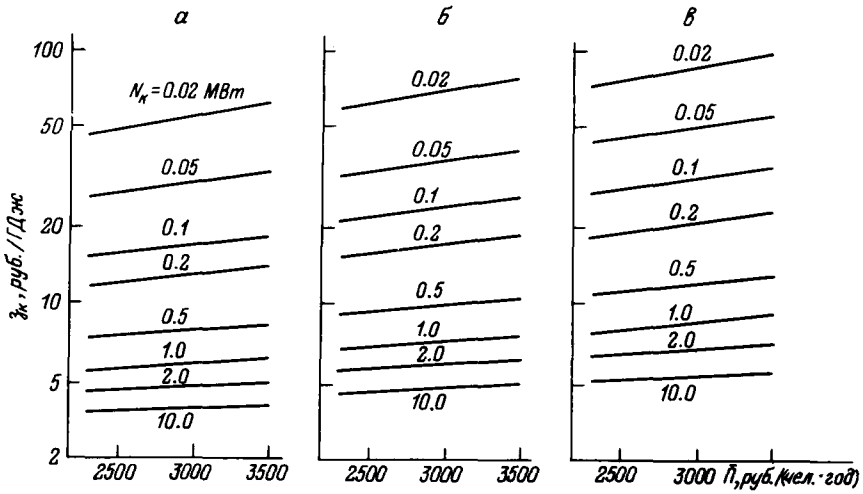


Рис. П. 6. Зависимость удельных приведенных затрат $З_к$ на тепловую энергию от средней заработной платы $\overline{П}$ обслуживающего персонала котельной.

а – при работе на мазуте, б – на угле, в – на дровах. Удаленность $L_П$=50 км, число часов h_k^{max}=3000.

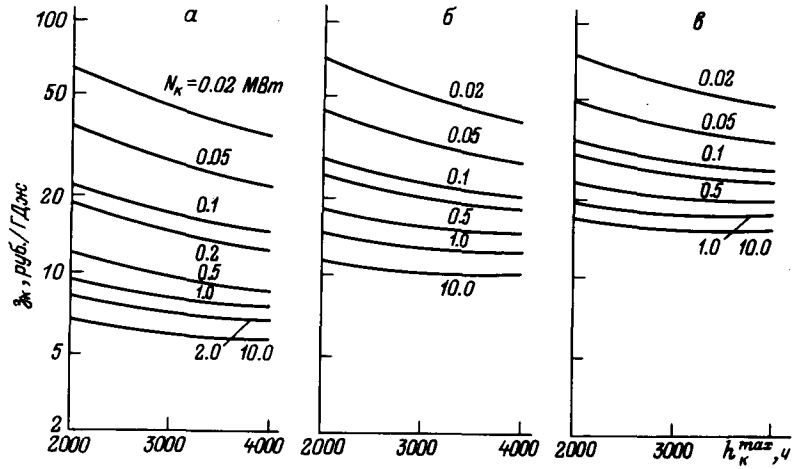


Рис. П. 7. Зависимость удельных приведенных затрат $З_к$ на тепловую энергию от числа часов использования в году максимальной мощности котельной h_k^{max} при различной стоимости топлива.

а – 100, б – 200, в – 300 руб./т у.т.

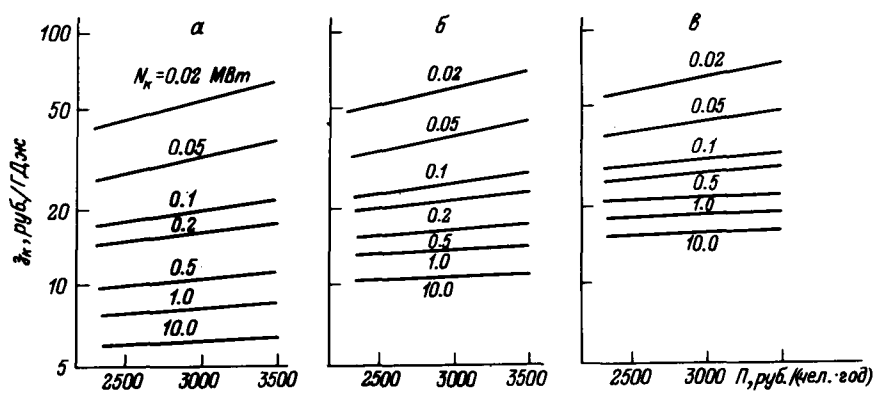
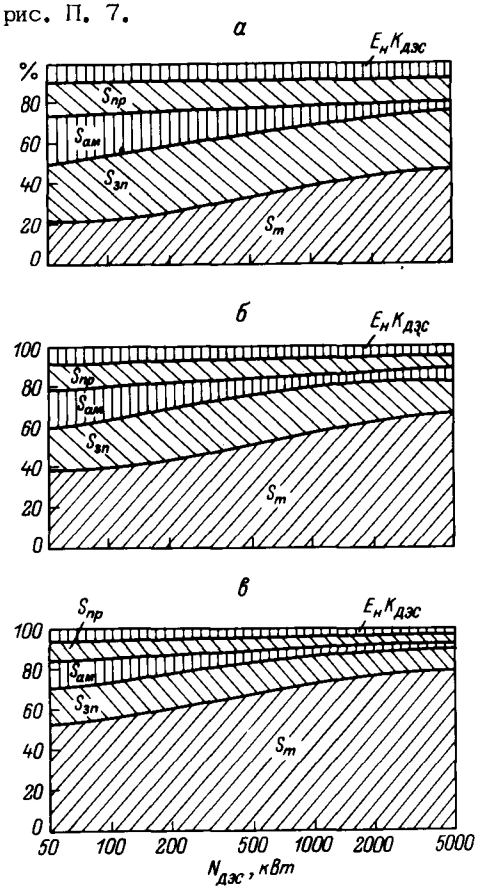


Рис. П. 8. Зависимость удельных приведенных затрат $З_к$ на тепловую энергию от годовой заработной платы $П$ обслуживающего персонала котельной.

Обозначения те же, что и на рис. П. 7.

Рис. П. 9. Составляющие приведенных затрат на ДЭС при различной стоимости топлива.

а – 70, б – 150, в – 300 руб./т у.т. Число часов $h_{ДЭС}^{max}$=3000. $S_т$, $S_{зп}$, $S_{ам}$, $S_{пр}$ – затраты на топливо, заработную плату, амортизацию и прочие расходы.



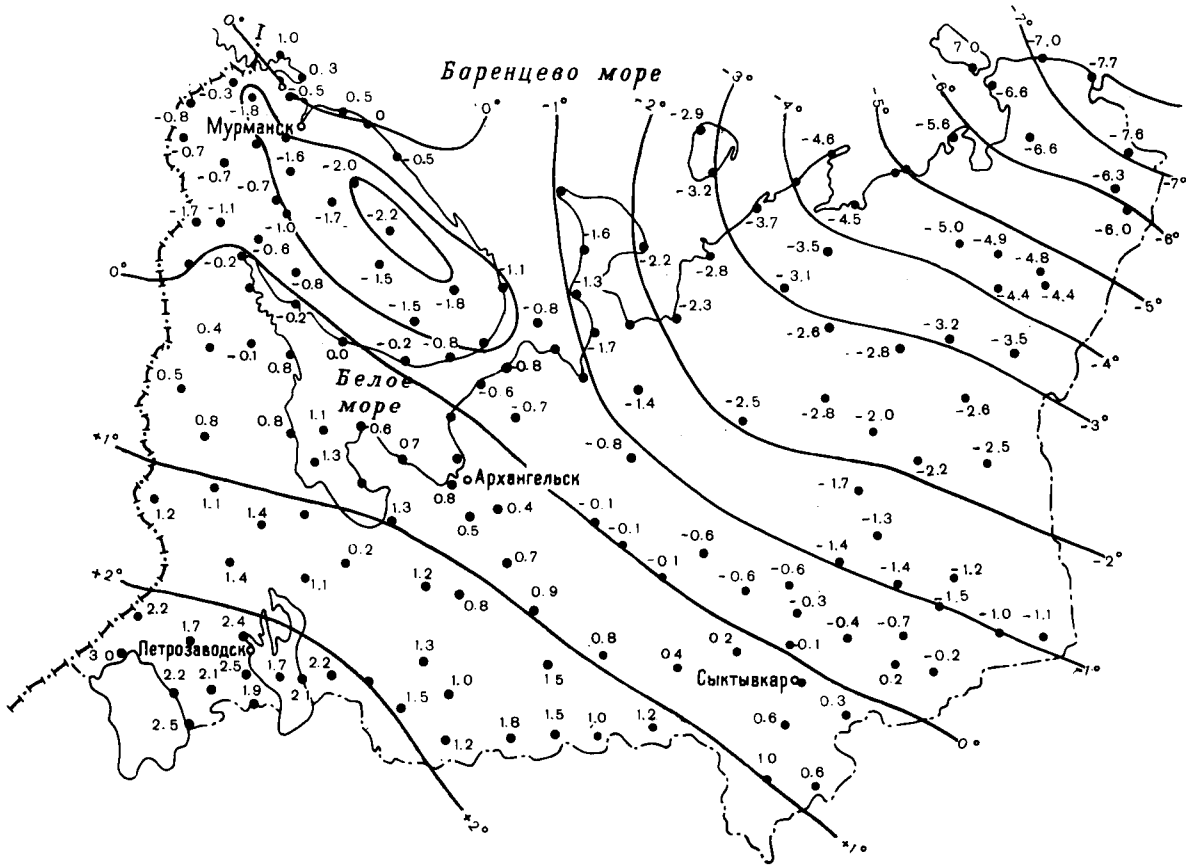


Рис. П. 10. Среднегодовая температура воздуха (°С) в районах севера европейской части СССР.

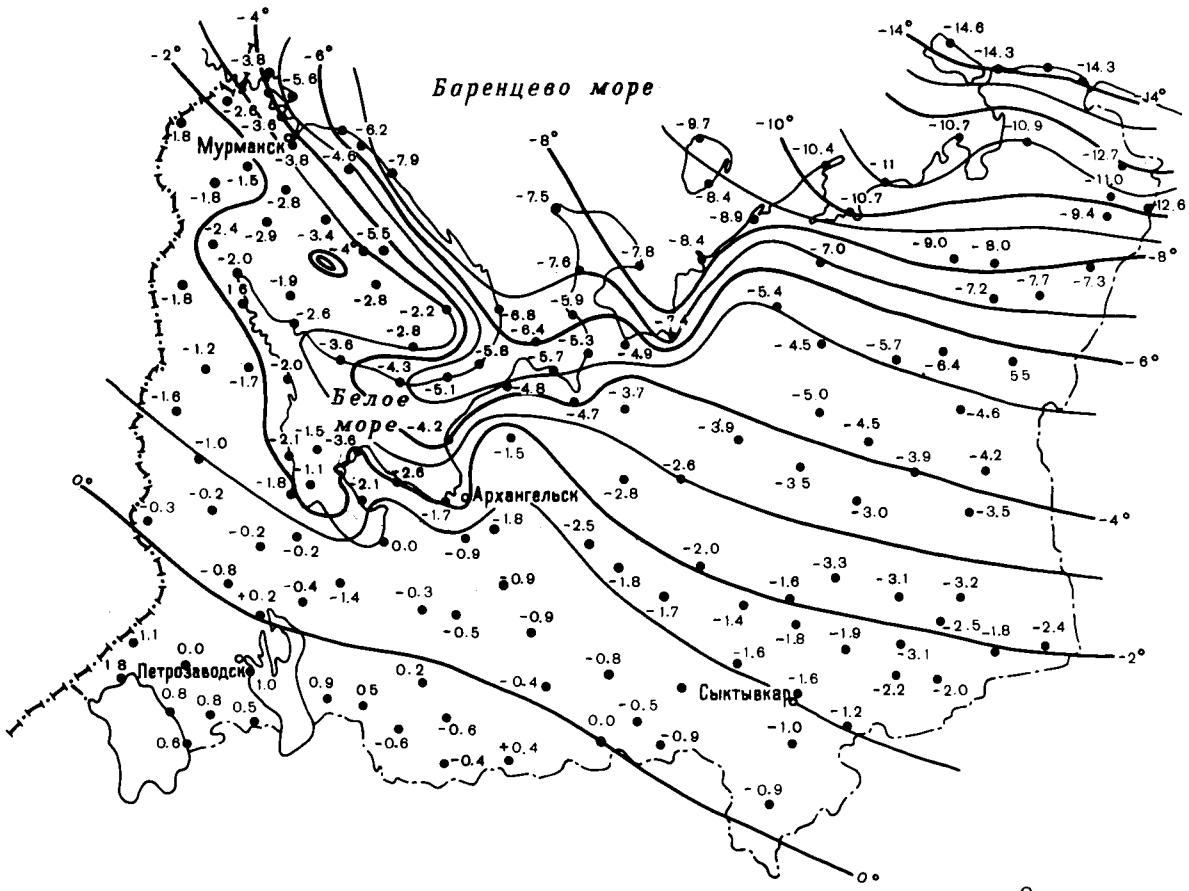


Рис. П. 11. Среднегодовая приведенная (с учетом ветра) температура воздуха (°С) в районах севера европейской части СССР.

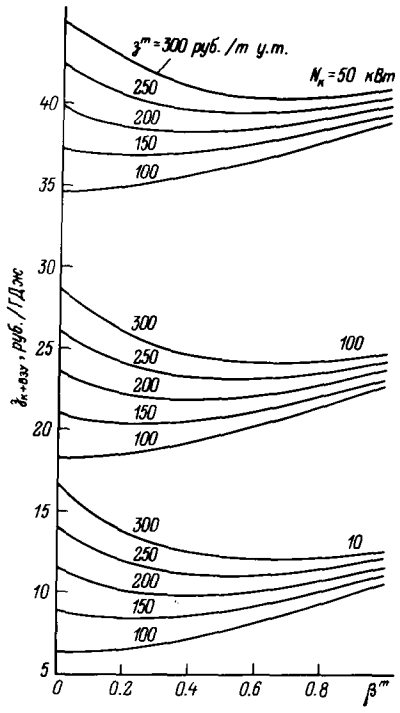


Рис. П. 12. Удельные приведенные затраты на выработку тепловой энергии в вариантах совместной работы котельной и ВЭУ.

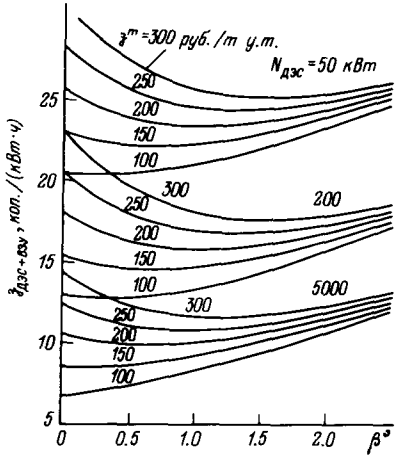


Рис. П. 13. Удельные приведенные затраты на выработку электрической энергии в вариантах совместной работы ДЭС и ВЭУ.

ОГЛАВЛЕНИЕ Стр.

От редактора 3

Предисловие 4

1. Ветроэлектрические установки и станции 6
   1.1. Основные типы ветродвигателей 6
   1.2. ВЭУ малой мощности 11
   1.3. ВЭУ средней мощности 14
   1.4. Многоагрегатные ветроэлектрические станции 22
   1.5. ВЭУ большой мощности 28
   1.6. ВЭУ института „Гидропроект" 32
   1.7. Некоторые направления исследований 34
   1.8. Выводы 37

2. Обзор состояния и тенденции развития ветроэнергетики 38
   2.1. Общая характеристика современной ветроэнергетики 38
   2.2. Ветроэнергетика США и Канады 41
   2.3. Ветроэнергетика западноевропейских стран 42
   2.4. Ветроэнергетика стран Южной Америки, Австралии и Азии 49
   2.5. Ветроэнергетика СССР 50
   2.6. Выводы 52

3. Ветроэнергетический кадастр районов Севера 54
   3.1. Понятие ветроэнергетического кадастра 54
   3.2. Средние скорости ветра 56
      3.2.1. Определение среднемесячной, среднегодовой и средней многолетней скоростей ветра 56
      3.2.2. Приведение среднегодовых скоростей ветра к условиям открытой ровной местности 58
      3.2.3. Приведение среднегодовых скоростей ветра к одной высоте над поверхностью земли 62
      3.2.4. Распределение средних многолетних скоростей ветра по территории севера европейской части СССР 65
   3.3. Годовой и суточный ход ветра 68
   3.4. Повторяемость скоростей ветра 72
      3.4.1. Повторяемость по фактическим данным 72
      3.4.2. Выравнивание фактической повторяемости 72
      3.4.3. Районирование режимов повторяемости 74
   3.5. Распределение рабочих периодов и периодов простоя ВЭУ по длительности 77
   3.6. Максимальные скорости ветра 84
      3.6.1. Данные флюгерных наблюдений 84
      3.6.2. Максимальные скорости ветра на высоте до 100 м 87
      3.6.3. Максимальные скорости в порывах ветра 88
   3.7. Удельные мощность и энергия ветрового потока 92
   3.8. Ветроэнергетические ресурсы 94
   3.9. Выводы 99

4. Состояние и перспективы развития традиционных схем энергоснабжения потребителей Севера 101
4.1. Физико-географическая характеристика районов европейского Севера 101
4.2. Топливно-энергетические ресурсы и состояние их освоенности 104
4.3. Топливоснабжение 106
4.4. Электро- и теплоснабжение 107
4.5. Методические основы технико-экономической оценки традиционных схем энергоснабжения 111
4.6. Ожидаемые объемы электро-, тепло- и топливопотребления 114
4.7. Приведенные затраты на топливо 115
4.8. Результаты расчета технико-экономических показателей традиционных схем энергоснабжения и их анализ 123
4.9. Выводы 133

5. Методика оценки технико-экономических показателей схем энергоснабжения с участием ветроэнергоустановок 135
5.1. Участие ВЭУ в покрытии отопительной нагрузки 135
5.2. Предельные удельные капиталовложения в ВЭУ при совместной работе с котельной 142
5.3. Минимальные приведенные затраты при совместной работе ВЭУ с котельной 145
5.4. Участие ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки 149
5.5. Предельные удельные капиталовложения в ВЭУ при совместной работе с ДЭС 151
5.6. Минимальные приведенные затраты при совместной работе ДЭС и ВЭУ 152
5.7. Выводы 155

Заключение 157

Литература 160

Приложение 168

Научное издание

Валерий Владимирович Зубарев,
Валерий Андреевич Минин,
Игорь Родионович Степанов

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ВЕТРА В РАЙОНАХ СЕВЕРА

Утверждено к печати
ордена Ленина Кольским научным центром
имени С.М. Кирова АН СССР

Художник В.Н. Васильев
Технический редактор Е.Н. Никитюк
Корректор Л.Я. Комм

ИБ № 44034

Подписано к печати 29.06.89. М-28147. Формат 60x90 1/16.
Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Усл. печ. л. 13.00.
Усл. кр.-от. 13.25. Уч.-изд.л. 14.77. Тираж 650. Тип. зак.
№ 1289. Цена 2 р. 80 к.

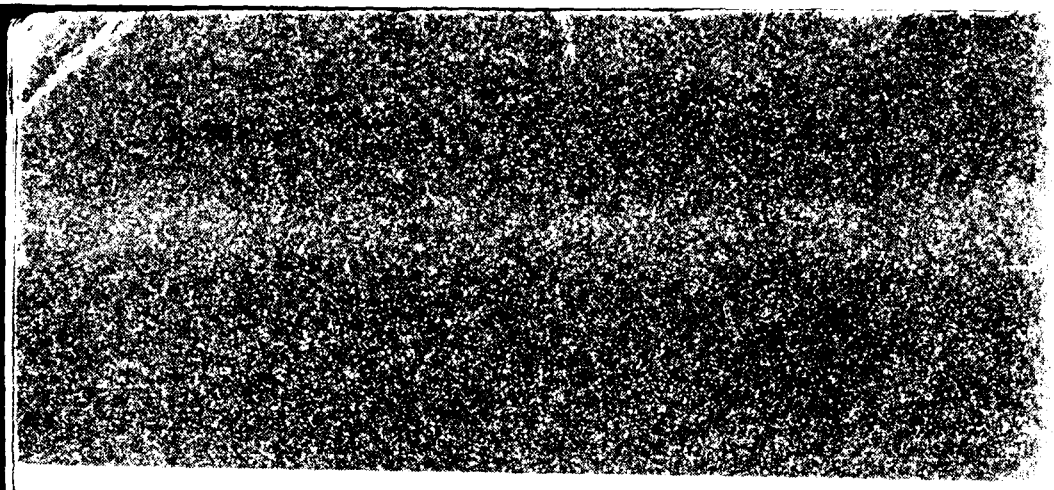
Ордена Трудового Красного Знамени издательство „Наука",
Ленинградское отделение.
199034, Ленинград, В-34, Менделеевская лин., 1.

Ордена Трудового Красного Знамени Первая типография
издательства „Наука".
199034, Ленинград, В-34, 9 линия, 12.

КНИГИ ИЗДАТЕЛЬСТВА „НАУКА" МОЖНО ПРЕДВАРИТЕЛЬНО ЗАКАЗАТЬ
В МАГАЗИНАХ КОНТОРЫ „АКАДЕМКНИГА",
В МЕСТНЫХ МАГАЗИНАХ КНИГОТОРГОВ
ИЛИ ПОТРЕБИТЕЛЬСКОЙ КООПЕРАЦИИ.

Для получения книг почтой заказы просим направлять по адресу:

117192 Москва, Мичуринский пр., 12. Магазин „Книга–почтой"
Центральной конторы „Академкнига";
197345 Ленинград, Петрозаводская ул., 7. Магазин „Книга–почтой"
Северо–Западной конторы „Академкнига"
или в ближайший магазин „Академкнига", имеющий отдел
„Книга–почтой":
480091 Алма–Ата, ул. Фурманова, 91/97 („Книга–почтой");
370005 Баку, Коммунистическая ул., 51 („Книга–почтой");
232600 Вильнюс, ул. Университето, 4;
690088 Владивосток, Океанский пр., 140 („Книга–почтой");
320093 Днепропетровск, пр. Гагарина, 24 („Книга–почтой");
734001 Душанбе, пр. Ленина, 95 („Книга–почтой");
375002 Ереван, ул. Туманяна, 31;
664033 Иркутск, ул. Лермонтова, 289 („Книга–почтой");
420043 Казань, ул. Достоевского, 53 („Книга–почтой");
252030 Киев, ул. Ленина, 42;
252142 Киев, пр. Вернадского, 79;
252030 Киев, ул. Пирогова, 2;
252030 Киев, ул. Пирогова, 4 („Книга–почтой");
277012 Кишинев, пр. Ленина, 148 („Книга–почтой");
343900 Краматорск, Донецкой обл., ул. Марата, 1 („Книга–почтой");
660049 Красноярск, пр. Мира, 84;
443002 Куйбышев, пр. Ленина, 2 („Книга–почтой");
191104 Ленинград, Литейный пр., 57;
199034 Ленинград, Таможенный пер., 2;
194064 Ленинград, Тихорецкий пр., 4;
220012 Минск, Ленинский пр., 72 („Книга–почтой");
103009 Москва, ул. Горького, 19а;
117312 Москва, ул. Вавилова, 55/7;
630076 Новосибирск, Красный пр., 51;
630090 Новосибирск, Морской пр., 22 („Книга–почтой");
142284 Протвино, Московской обл., ул. Победы, 8;
142292 Пущино, Московской обл., МР „В", 1;
620161 Свердловск, ул. Мамина–Сибиряка, 137 („Книга–почтой");
700000 Ташкент, ул. Ю. Фучика, 1;
700029 Ташкент, ул. Ленина, 73;
700070 Ташкент, ул. Шота Руставели, 43;
700185 Ташкент, ул. Дружбы народов, 6 („Книга–почтой");
634050 Томск, наб. реки Ушайки, 18;
634050 Томск, Академический пр., 5;
450059 Уфа, ул. Р. Зорге, 10 („Книга–почтой");
450025 Уфа, Коммунистическая ул., 49;
720000 Фрунзе, бульв. Дзержинского, 42 („Книга–почтой");
310078 Харьков, ул. Чернышевского, 87 („Книга–почтой").



НАУКА Ленинградское отделение