

**Охрана окружающей среды и природопользование
Гидрометеорологическая деятельность**

**ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ВЕТРА И
ОЦЕНКИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ПРИ
РАЗМЕЩЕНИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА
ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне
Гідраметэаралагічная дзейнасць**

**ПАРАДАК ПРАВЯДЗЕННЯ ВЫМЯРЭННЯ ПАРАМЕТРАЎ ВЕТРУ І
АЦЭНКІ ВЕТРАЭНЕРГЕТЫЧНАГА ПАТЭНЦЫЯЛУ ПРЫ
РАЗМЯШЧЭННІ ВЕТРАЭНЕРГЕТЫЧНЫХ УСТАНОВАК НА
ТЭРЫТОРЫІ РЭСПУБЛІКІ БЕЛАРУСЬ**

Издание официальное



**Минприроды
Минск**

Ключевые слова: измерения, параметры ветра, ветроэнергетический потенциал, ветроэнергетическая установка, ветровой режим местности, пункт гидрометеорологических наблюдений

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению техническим нормированием и стандартизацией в области охраны окружающей среды установлены Законом Республики Беларусь «Об охране окружающей среды».

1 РАЗРАБОТАН государственным учреждением «Республиканский центр по гидрометеорологии, контролю радиоактивного загрязнения и мониторингу окружающей среды»

ВНЕСЕН Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 1 декабря 2020 г. № 11-Т

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ с отменой ТКП 17.10-33-2011 (02120), ТКП 17.10-39-2012 (02120)

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	1
3	Термины и определения.....	1
4	Сокращения	2
5	Порядок проведения измерений параметров ветра	2
6	Анализ результатов измерений параметров ветра	4
7	Использование данных измерений параметров ветра при планировании размещения ветроэнергетических установок.....	5
8	Состав средств измерений и требования к ним.....	6
9	Отчетность по результатам измерений параметров ветра	9
10	Порядок оценки ветроэнергетического потенциала	10
11	Оценка объемов выработки и отпуска электроэнергии.....	12
	Приложение А (рекомендуемое) Состав средств измерений	15
	Приложение Б (рекомендуемое) Установка анемометров на балке	18
	Приложение В (рекомендуемое) Порядок оценки удельной мощности ветрового потока и среднегодовой выработки энергии.....	22
	Библиография.....	24

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

**Охрана окружающей среды и природопользование
Гидрометеорологическая деятельность
ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ВЕТРА И
ОЦЕНКИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ПРИ
РАЗМЕЩЕНИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА
ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне
Гідраметэаралагічная дзейнасць
ПАРАДАК ПРАВЯДЗЕННЯ ВЫМЯРЭННЯ ПАРАМЕТРАЎ ВЕТРУ І
АЦЭНКІ ВЕТРАЭНЕРГЕТЫЧНАЙ ПАТЭНЦЫЯЛУ ПРЫ
РАЗМЯШЧЭННІ ВЕТРАЭНЕРГЕТЫЧНЫХ УСТАНОВАК НА
ТЭРЫТОРЫІ РЭСПУБЛІКІ БЕЛАРУСЬ**

Environmental protection and Nature Use
Hydrometeorology

The procedure for wind parameters measurements and wind energy
potential evaluation at placing wind turbines on the territory of the Republic of
Belarus

Дата введения 2021-03-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает требования к проведению измерений параметров ветра на площадках возможного размещения ветроэнергетических установок (далее – ВЭУ), а также общий порядок оценки ветроэнергетического потенциала (далее – ВЭП) и выработки электрической энергии при планировании размещения ВЭУ и ветроэлектрических станций (далее – ВЭС).

2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее - ТНПА):

ТКП 17.02-02-2010 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Правила размещения и проектирования ветроэнергетических установок

ТКП 17.10-12-2009 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Гидрометеорология. Правила проведения приземных метеорологических наблюдений и работ на станциях

Примечание - При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяют термины, установленные в ТКП 17.02-02, ТКП 17.10-12, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 валовая выработка электроэнергии (AEP_{gross}): Годовая выработка электроэнергии ветроэнергетической станцией без сокращений без учета потерь от затенения других систематических эксплуатационных потерь.

3.2 валовой потенциал ветроэнергетических ресурсов: Расчетная величина мощности ветрового потока без учета свойств и возможностей ветродвигателя.

3.3 вертикальный профиль ветра: Распределение параметров ветра с высотой.

3.4 ветровой режим местности: Совокупность климатических данных о параметрах ветра, характерных для данной местности.

3.5 ветроэнергетический потенциал, ВЭП: Энергетический эквивалент ветрового потока какой-либо местности на определенной высоте над поверхностью земли.

3.6 высота оси ВЭУ, высота оси: Высота центра ометаемой площади ветроколеса ветроэнергетической установки над поверхностью земли.

Примечание - Для ветроэлектрической установки с вертикальной осью вращения высота оси ветроколеса измеряется от поверхности земли до экваториальной плоскости ветроколеса.

3.7 кривая мощности ветровой турбины: Зависимость мощности, вырабатываемой ветровой турбиной от скорости ветра.

3.8 ометаемая площадь: Площадь проекции поверхности, которую описывает ветроколесо за один полный оборот, на плоскость, перпендикулярную к направлению скорости ветра.

Примечание - Для качающихся ветроколес предполагается, что ветроколесо остается перпендикулярным к низкооборотному валу. Для ветроэлектрических установок с вертикальной осью площадь вращения ветроколеса проецируется на вертикальную плоскость.

3.9 система координат WGS 84: Всемирная система геодезических параметров Земли (World Geodetic System) 1984 года, в число которых входит система геоцентрических координат.

3.10 среднегодовая удельная энергия ветра: Энергия ветра, протекающая за год через 1 м^2 поперечного сечения.

3.11 технический потенциал ветроэнергетических ресурсов: Определяется мощностью ветрового потока, связанного с определенным типом ветродвигателя и характеризует возможности получения ветровой энергии определенным типом ветроэнергетических установок.

3.12 топографическая сложность ландшафта: Характеристика величины отклонения рельефа местности от плоскости.

3.13 удельная мощность ветрового потока: Показатель теоретического потенциала энергии ветра, рассчитываемого с учетом всего диапазона фактически измеренных скоростей ветра.

3.14 фоновая скорость ветра: Приведенная расчетным путем к условиям открытой (без влияния крупных водных массивов) ровной местности в приземном слое на высоте 10 м от поверхности земли средняя годовая (сезонная или месячная) скорость ветра за многолетний период наблюдений в пунктах гидрометеорологических наблюдений.

3.15 экономический (реальный) потенциал ветроэнергетических ресурсов: Часть технического потенциала, которую можно реализовать с экономически оправдываемыми затратами по сравнению с традиционными энергоресурсами.

4 Сокращения

ВЭП – ветроэнергетический потенциал.

ВЭС – ветроэнергетическая станция.

ВЭУ – ветроэнергетическая установка.

КПД – коэффициент полезного действия.

СИ – средства измерений.

УДЗ – устройство дистанционного зондирования.

5 Порядок проведения измерений параметров ветра

5.1 Перед началом проведения измерений параметров ветра производится топографическое описание площадки, включающее в себя:

- описание и фотографии, включая панорамные, площадки и типичных элементов, окружающих площадку;
- координаты площадки с полной информацией об используемой системе координат;

- топографическую карту площадки;
- описание специфических условий площадки в отношении орографии, шероховатости поверхности и препятствий потока (в частности, размеры зданий, а также высота и плотность растительного покрова);
- спутниковые фотографии или аэрофотоснимки;
- местоположение или координаты измерительных мачт и УДЗ;
- измерительное оборудование (в случае его наличия на площадке).

5.2 Топографическая сложность ландшафта определяется в соответствии с [1].

Допускается определять топографическую сложность ландшафта по следующим критериям:

- ландшафт является сложным, если высота над уровнем моря на месте мониторинга ветров и месте запланированных ветровых турбин отличается на 50 м или более либо если участок характеризуется орографическими особенностями с наклонами местности более 0,3 (17 °);
- ландшафт является простым, если высота над уровнем моря на месте проведения измерений параметров ветра и месте запланированных ветровых турбин отличается менее чем на 50 м;
- ландшафт является менее сложным, если участок характеризуется орографическими особенностями с наклонами местности менее 0,3 (17 °), но высота над уровнем моря на месте проведения измерений параметров ветра и месте запланированных ветровых турбин отличается на 50 м и более.

5.3 Значения параметра шероховатости подстилающей поверхности принимаются по таблице 1.

Таблица 1– Значения параметра шероховатости подстилающей поверхности

Тип местности	Параметр шероховатости, см
Песок	0,01-0,1
Поверхность моря	0,0003-0,5
Снежный покров	0,1-0,6
Скошенная трава (0,01м)	0,1-1
Низкая трава (степь)	1-4
Вспаханное под пар поле	2-3
Высокая трава	4-10
Карликовые растения	10-30
Мелколесье (средняя высота деревьев 15 м)	90-100
Пригороды с редкой застройкой	20-40
Города, пригороды со сплошной застройкой	80-120
Центры крупных городов	200-300

5.4 Измерительные мачты размещаются таким образом, чтобы все проектируемые ветровые турбины располагались в радиусе репрезентативности по меньшей мере одной мачты.

Радиус репрезентативности мачты в зависимости от типа ландшафта в условиях однородной шероховатости составляет:

- простой ландшафт – 10 км;
- сложный ландшафт – 2 км.

Для менее сложного ландшафта радиус репрезентативности определяется путем интерполяции значений радиусов репрезентативности простого и сложного ландшафтов.

В случае неоднородной шероховатости на площадке, которая потенциально может оказать влияние на результаты измерений параметров ветра, радиус репрезентативности, в том числе по направлениям, определяется индивидуально с учетом особенностей конкретного участка в соответствии с [1] и [2].

5.5 Минимальная высота измерения параметров ветра в самой верхней точке составляет не менее 2/3 от запланированной высоты оси ВЭУ и не менее чем в три раза превышает высоту окружающего растительного покрова и/или окружающих зданий.

В случае комбинирования мачтовых измерений и измерений с помощью УДЗ допускается использование мачты высотой ниже 2/3 высоты расположения оси ВЭУ, но не ниже самого нижнего конца лопасти планируемых ВЭУ, при условии превышения высоты окружающего растительного покрова и/или окружающих зданий не менее, чем в три раза.

Для наибольшей достоверности измерения параметров ветра рекомендуется производить для всего диапазона высот ветророторов планируемой ВЭУ с мониторингом на высоте оси ВЭУ.

5.6 Сбор данных измерений параметров ветра осуществляется непрерывно с частотой выборки не ниже 1 Гц. Данные о температуре, давлении воздуха, осадках, состоянии ВЭУ в случае их фиксации могут быть выбраны с меньшей частотой, но не реже одного раза в минуту (1/60 Гц).

Система сбора данных хранит как выбранные данные, так и статистические сведения о наборах данных в виде:

- среднего значения;
- среднего квадратичного отклонения;
- максимального значения;
- минимального значения.

Выбранные наборы данных основываются на 10-минутных периодах, получаемых из смежных данных измерения параметров ветра.

5.7 Продолжительность периода измерений параметров ветра составляет не менее 12 полных и последовательных месяцев по крайней мере для одной мачты на площадке.

Допускается проведение измерений параметров ветра в период менее 12 полных и последовательных месяцев в случае, если такая продолжительность указана в Техническом задании на проведение измерений параметров ветра.

Если доступны данные измерений параметров ветра более чем из одной мачты, проводится корреляция между различными мачтами, чтобы продлить период измерений для каждой мачты и заполнить пробелы в данных. Учитывается неопределенность, связанная с процедурой корреляции.

Измерения параметров ветра считаются неполными, если выполнено как минимум одно из следующих условий:

- период измерений ни у одной мачты на площадке не охватывает как минимум 12 последовательных месяцев;
- достоверность отфильтрованных данных от первичного датчика в сочетании с его резервным датчиком, установленными в соответствии с [2], составляет менее 90 %;
- достоверность данных, заполненных методами измерения-корреляции-прогнозирования (МРТ-методы в соответствии с [2]) на основе дальнейших данных измерений, проведенных на площадке, составляет менее 95%.

В случае признания измерений параметров ветра неполными этот факт отображается при представлении результатов и учитывается при оценке неопределенности.

6 Анализ результатов измерений параметров ветра

6.1 При проведении оценки качества измерений параметров ветра данные каждого датчика оцениваются отдельно; при этом проводится сравнение с данными других датчиков и, по возможности, с данными измерений, полученными на отдаленных мачтах площадки.

При проверке данных измерений параметров ветра и соответствующих вспомогательных величин (например, отклонений) проводятся:

- проверка наличия ошибочных значений и замещений;
- визуальная проверка, включая сравнение с данными, измеренными на разных высотах;
- проверка полноты данных, включающая в себя проверку правильности количества записей и их последовательности;
- тест диапазона: проверка данных каждого датчика соответствию диапазона измерений этого датчика;
- тест постоянной величины: повторение последовательных данных мониторинга скорости и направления ветра одинаковым значением;
- тест для выявления тенденций и противоречий: поиск неправдоподобных вариации или моделей во времени;
- тест связанных параметров: сравнение результатов мониторинга на основе ожидаемых отношений между различными физическими параметрами. Если одно значение данных оценивается как ошибочное, все соответствующие количества отклоняются. Например, если для соотношения

$$V_{\min} \leq V_{\text{mean}} \leq V_{\max}$$

где $V_{\min}$ – минимальное значение скорости ветра,

V_{mean} – среднее значение скорости ветра,

$V_{\max}$ – максимальное значение скорости ветра,

среднее значение скорости ветра считается недействительным, стандартное отклонение скорости ветра, а также максимальное и минимальное значение также считаются недействительными;

- корреляционный тест: оценка правдоподобия взаимосвязи между различными датчиками на основании использования диаграмм распределения (точечных диаграмм).

Наличие значительного количества ошибочных данных фиксируется и отражается в отчете. Для определения периодов ошибочных данных измерения параметров ветра могут быть использованы датчики температуры, давления, осадков и влажности, установленные на измерительной мачте.

После оценки качества измерений параметров ветра проводится сортировка данных. После сортировки для дальнейшего использования сохраняются только правильные значения результатов измерений параметров ветра.

6.2 Для анализа, проводимого после окончания измерений параметров ветра, используются краткосрочные и долгосрочные данные.

Краткосрочные данные включают в себя:

- результаты измерений скорости, направления ветра и других атмосферных параметров на площадке репрезентативной местности;
- режимные данные от действующих опорных ветровых турбин, находящихся на репрезентативной местности.

Долгосрочные данные включают в себя:

- многолетние данные измерений параметров ветра (например, от метеорологических служб);
- многолетние данные выработки электроэнергии от установленных на репрезентативной местности ветровых турбин;
- ветровые показатели, полученные из данных установленных на репрезентативной местности ветровых турбин.

Требования к краткосрочным и долгосрочным данным приведены в [3].

6.3 Многолетние данные измерений параметров ветра, осуществленных на ближайших к площадке пунктах гидрометеорологических наблюдений, используются для анализа статистического распределения скоростей ветра.

Место определения долгосрочных данных выбирается таким образом, чтобы обеспечить репрезентативность по отношению к краткосрочной площадке измерений.

Изменения, произошедшие в окружающей местности за время наблюдений и оказывающие влияние на движение ветровых потоков (например, изменение шероховатости подстилающей поверхности окружающей территории, строительство или ликвидация зданий и сооружений), учитываются.

Для анализа пригодны только согласованные во времени долгосрочные данные. Последовательность долгосрочных данных проверяется и оценивается на достоверность и отфильтровывается для дальнейшего использования.

Следует выбирать максимально возможную продолжительность рассматриваемого периода долгосрочных данных. Представительным периодом является срок 30 лет. С учетом ограничений по достоверности и согласованности данных рекомендуется рассматривать данные за 10 летний период.

7 Использование данных измерений параметров ветра при планировании размещения ветроэнергетических установок

7.1 Основным критерием предварительной оценки предполагаемой площадки размещения ВЭУ является средняя годовая скорость ветра. Для более полной оценки ВЭП используются данные о статистическом распределении скоростей ветра и других метеорологических параметрах.

Статистическое распределение скоростей ветра, полученное по результатам краткосрочных измерений параметров ветра, сравнивается путем обнаружения корреляционных связей с данными измерений параметров ветра ближайших пунктов многолетних гидрометеорологических наблюдений. На основании откорректированных данных о скоростях ветра в соответствии с требованиями раздела 11 производится определение ВЭП на уровнях расположения ветрогенераторов планируемых к размещению ВЭУ в районе выбранной площадки в зависимости от их установленной мощности.

7.2 Если краткосрочные измерения параметров ветра произведены преимущественно на более низких высотах, чем высота расположения ветрогенератора ВЭУ, для прогноза выработки электроэнергии на высоте расположения ветрогенератора ВЭУ производится их экстраполяция скорости ветра на эту высоту на основании имеющихся данных с учетом поправочных коэффициентов по требованиям [4].

8 Состав средств измерений и требования к ним

8.1 Перечень СИ, рекомендуемых для измерения параметров ветра (скорости и направления ветра), других метеорологических параметров (температуры и влажности воздуха, атмосферного давления, количества осадков) и требования к их точности приведены в Приложении А.

8.2 Требования к конструкции метеорологической мачты приведены в [5].

8.3 Следует использовать только те СИ, которые имеют устойчивость к атмосферным воздействиям, в том числе защиту от удара молнии, конденсации влаги, оснащены защитой от хищений, являются энергонезависимыми, удовлетворяют требованиям безопасности полетов воздушных судов в соответствии с [6] и обеспечивают надежность передачи данных измерений.

8.4 Анемометр располагается таким образом, чтобы минимизировать искажения воздушного потока, особенно мачтой и поперечной балкой. Оптимальным вариантом установки анемометра является его размещение в верхней точке метеорологической мачты при отсутствии в непосредственной близости других приборов или оборудования. При установке анемометров на балках вдоль мачты учитывается искажение воздушного потока мачтой и балкой.

Другие СИ следует устанавливать на уровне, максимально соответствующем высоте оси ветроколеса, но таким образом, чтобы избежать интерференции с анемометром.

8.5 Анемометр устанавливается на вертикальной штанге цилиндрической формы, наружный диаметр которой имеет такой же размер, как при калибровке в аэродинамической трубе. Кабель к анемометру прокладывается внутри штанги. Угол отклонения от вертикали составляет менее 2° ; для установки рекомендуется использовать уклономер. Диаметр штанги не превышает размера корпуса анемометра. Штанга обеспечивает расположение датчиков анемометра выше верхней точки конструкции метеорологической мачты и любого другого источника возмущения воздушного потока минимум на 0,75 м. Используется компактный, гладкий и симметричный держатель, соединяющий анемометр с вертикальной штангой. Если требуется обеспечить элементам крепления анемометра пространственную устойчивость, то рекомендуется прикрепить вертикальную трубу небольшого диаметра к другой трубе большего диаметра таким образом, чтобы все элементы метеорологической мачты находились внутри конуса с углом конусности 1:5, вершина которого находится на высоте датчиков анемометра. Другие измерительные приборы располагаются ниже датчиков анемометра и не ближе 1,5 м. Эти приборы и кронштейны для их крепления к балке могут выходить за пределы конуса 1:5. На рисунке 1 показан пример установки анемометра на вершине мачты.

8.6 Альтернативным методом монтажа анемометра является крепление к верхней точке мачты двух анемометров рядом друг с другом на некотором расстоянии от башни и друг от друга.

Требования к двум вертикальным штангам и кронштейнам для крепления анемометра в случае расположения рядом приведены в 8.5.

Датчики анемометра крепятся выше балки на расстоянии, минимум в 15 раз превосходящем диаметр балки. Рекомендуется расстояние в 25 раз превышающее диаметр балки.

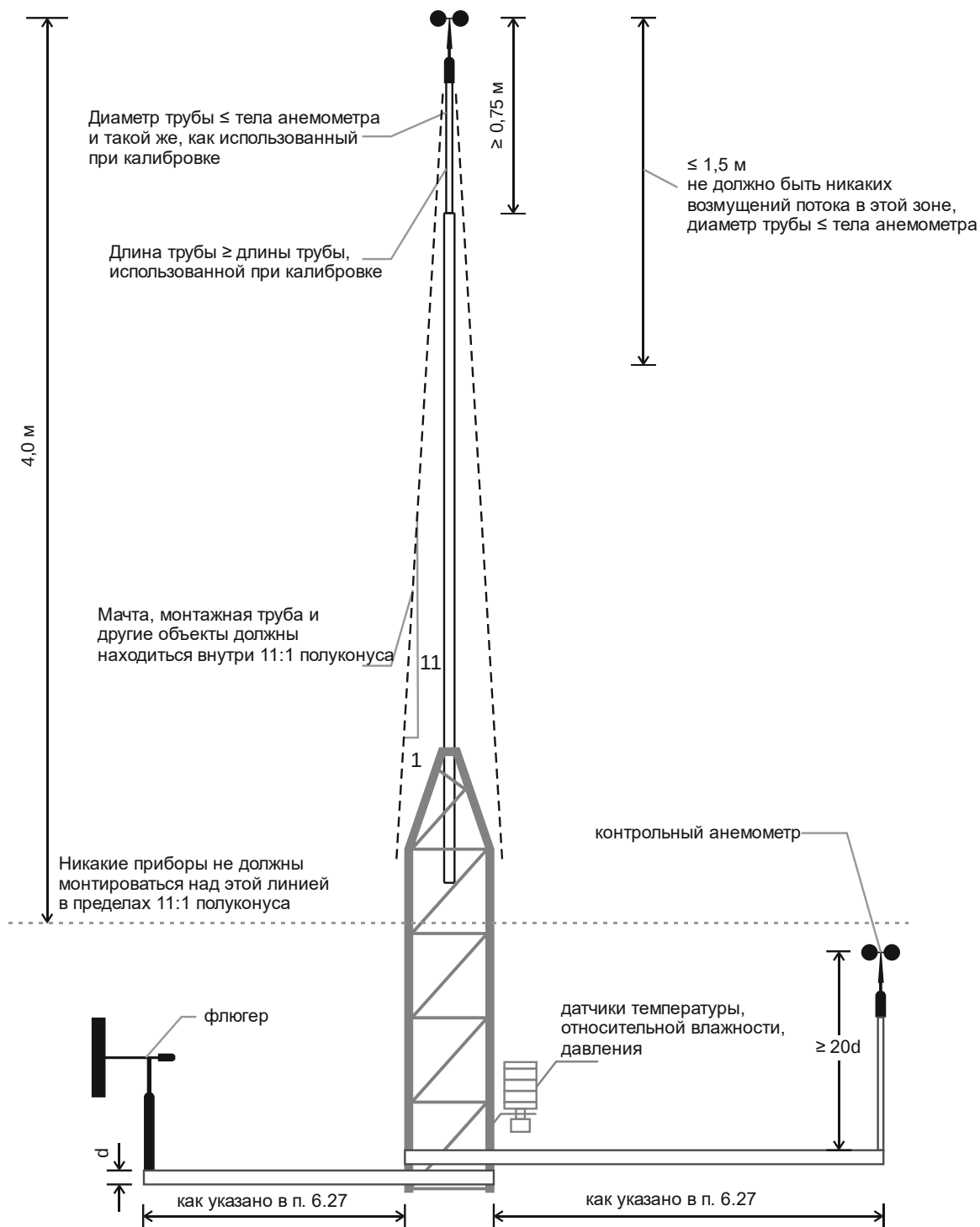


Рисунок 1 – Пример установки анемометра в верхней части мачты и требования к монтажу

Расстояние между анемометрами составляет не менее 1,5 м, но не более 2,5 м.

На рисунке 2 показан пример расположения основного и контрольного анемометров рядом друг с другом, также флюгера и других приборов на балке.

Сектор измерений ограничивается таким образом, чтобы контрольный анемометр не воздействовал на основной анемометр.

Погрешность искажения потока определяется другими приборами, а также мачтой и балкой.

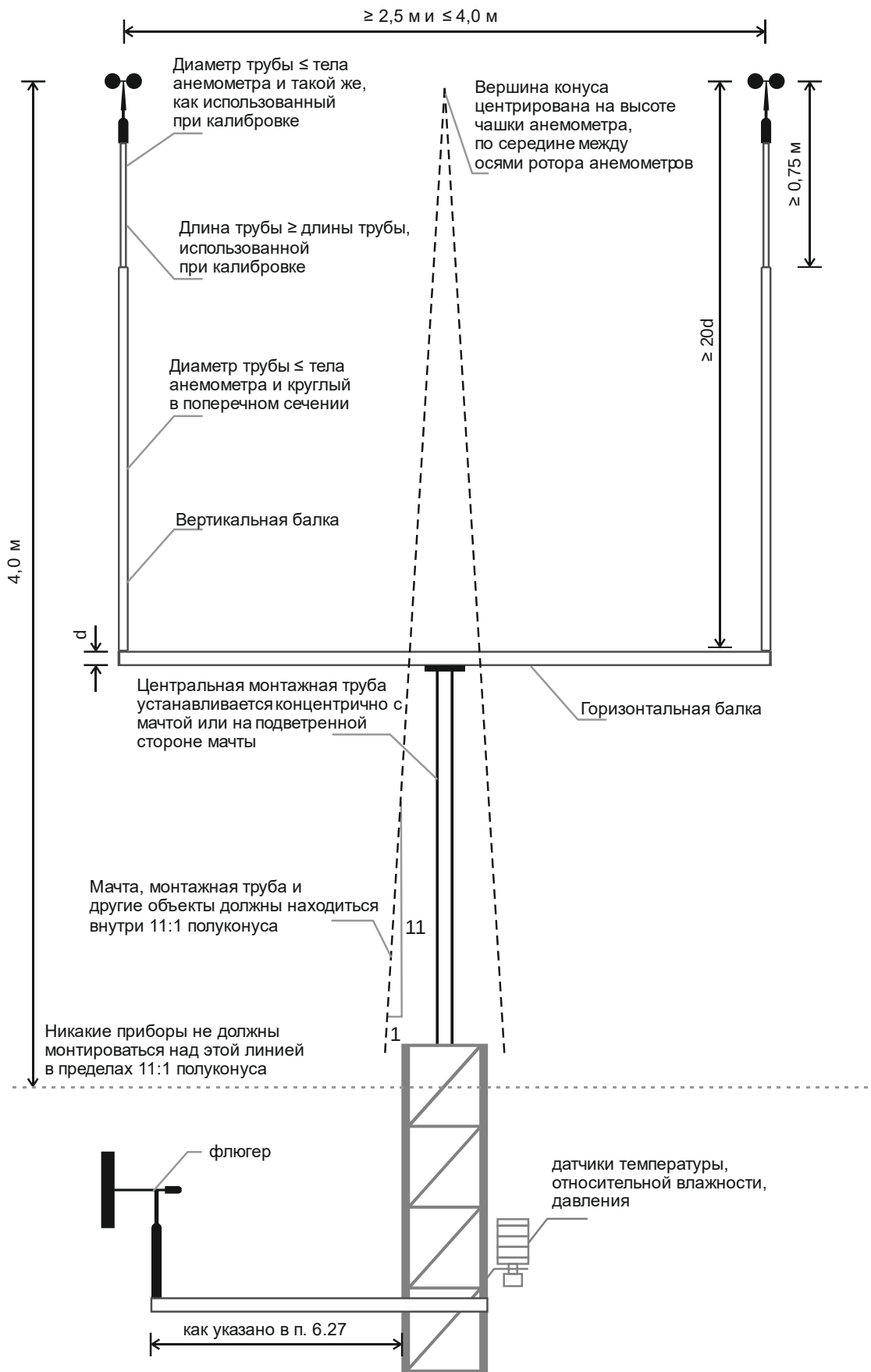


Рисунок 2 - Пример альтернативного крепления основного и контрольного анемометров в верхней части мачты, а также флюгера и других приборов на балке

8.7 Максимально допустимые искажения потока на мачте и балке составляют 1 % и 0,5 % соответственно.

Влияние круглой трубчатой балки равно 0,5 % при расположении плоскости датчиков анемометра выше балки на расстоянии, равном 15 диаметрам балки. Необходимо соблюдать достаточное для снижения эффектов возмущения потока к допустимому низкому уровню расстояние между анемометром и мачтой.

Размещать анемометр в зонах аэродинамического следа метеорологической мачты и растяжек вышки не допускается.

Руководство по выбору допустимого расстояния между вышкой и анемометром приведено в Приложении Б.

8.8 Флюгер устанавливается ниже основного анемометра минимум на 1,5 м, но в пределах 10 % высоты оси ветроколеса, таким образом, чтобы внутри сектора измерений искажения воздушного потока были минимальными. Датчики давления и температуры устанавливаются на метеорологической мачте на высоте, близкой к высоте оси ветроколеса, но ниже основного анемометра минимум на 1,5 м в пределах 10 % высоты оси ветроколеса. Высота оси ветроколеса определяется как расстояние от уровня земли до места ее расположения на метеорологической мачте.

Датчик температуры устанавливается с затемнением от солнечного излучения. Датчик давления следует установить в защитном контейнере. При этом обеспечивается соответствующая вентиляция, чтобы на считывание показаний давления не влияло распределение давления вокруг контейнера.

Примеры допустимого расположения приборов на балке и крепления анемометров к верхней части мачты показаны на рисунках 1 и 2.

8.9 Молниеотвод устанавливается в верхней части мачты таким образом, чтобы:

- горизонтальное расстояние от анемометра до молниеотвода составляло не менее 30 диаметров молниеотвода;
- анемометр никогда не попадал в зону возмущенного молниеотводом потока при направлениях ветра внутри сектора измерения.

Если условия не выполняются, то производится оценка влияния искаженного воздушного потока на анемометр и добавление дополнительной погрешности в соответствии с требованиями [4].

8.10 Требования к измерениям параметров ветра с применением УДЗ (с помощью локаторных систем типа SODAR, использующих дистанционный акустический способ измерения параметров ветра, или LIDAR, в которых измерения производятся с помощью лазерного излучения) приведены в [2] и [3].

УДЗ допускается применять только для измерений параметров ветра на простых территориях.

УДЗ могут использоваться для измерения скорости ветра на высоте оси ВЭУ, профиля сдвига ветра, вращения ветра и / или эквивалентной скорости вращения ветроротора на основе измерений на более чем одной высоте.

Показания измерений УДЗ параллельно сравниваются с показаниями анемометра, установленного на метеорологической мачте на высоте не менее минимальной нижней верхушки ротора ветродвигателя или на высоте 40 м.

Анализ неопределенности измерений скорости ветра УДЗ проводится в соответствии с [2].

9 Отчетность по результатам измерений параметров ветра

9.1 Результаты измерений параметров ветра оформляются отчетом, соответствующим [2] и содержащим следующие главы:

- цели и задачи проведения измерений параметров ветра;
- характеристика территории расположения площадки размещения ВЭУ, в том числе:
 - а) панорамное фото площадки полного сектора 360°, сделанное из точки (точек) расположения измерительного оборудования (мачт, УДЗ, эталонных турбин);
 - б) топографические карты площадки с указанием места расположения мачт;
- описание СИ, в т.ч.:
 - а) описание датчиков и системы сбора данных, включая документацию калибровки для датчиков относительно испытания на чувствительность и верификационного теста УДЗ;
 - б) описание расположения анемометров и их датчиков, и других датчиков на метеорологической мачте в соответствии с требованиями [2] и [7];
 - в) эскиз метеорологической мачты с указанием основных размеров башни и приспособлений для крепежа измерительного оборудования;
 - г) описание метода сохранения калибровки анемометра в течение периода мониторинга и документация, подтверждающая сохранение калибровки; в случае

применения УДЗ - методика контроля стабильности УДЗ (сравнение с мачтовыми измерениями или второй верификационный тест после проведения измерений);

– описание методики выполнения измерений параметров ветра, включающее в себя:

а) документацию процедурных действий, частоту дискретизации, время усреднения, период мониторинга;

б) журнал регистрации всех важных событий в течение периода измерений; в том числе список всех ремонтных работ, произошедших за период измерений;

в) применявшиеся в ходе анализа результатов измерений параметров ветра критерии отбраковки данных;

– результаты измерений параметров ветра, в которые отражаются сведения о:

а) средней скорости ветра, в т.ч., в зависимости от рельефа и местных условий, от шероховатости подстилающей поверхности;

б) распределении направлений ветра по 16 румбам (роза ветров) и соответствующей каждому направлению средней скорости ветра;

в) повторяемости средних скоростей ветра в процентах по различным градациям скоростей;

г) распределении фоновых скоростей ветра на территории, ближайшей к предполагаемой площадке размещения ВЭУ;

д) корреляции результатов измерения параметров ветра на предполагаемых площадках размещения ВЭУ с данными ближайших пунктов гидрометеорологических наблюдений с учетом высот размещения датчиков направления и скорости ветра (при расположении пунктов гидрометеорологических наблюдений в радиусе до 10 км от ветроизмерительного комплекса включительно);

е) в случае изменения наклона потока ветра – максимальные значения изменения наклона по каждому направлению ветра по 16 румбам и соответствующее каждому направлению средние скорости ветра (представляется в табличной форме);

ж) минимальные и максимальные значения температуры окружающего воздуха помесечно и за весь период мониторинга (представляется в табличной форме);

з) минимальные и максимальные значения барометрического давления воздуха помесечно и за весь период измерения параметров ветра (представляется в табличной форме);

и) минимальные и максимальные значения относительной влажности воздуха помесечно и за весь период измерения параметров ветра (представляется в табличной форме).

– рассчитанный ВЭП предполагаемой площадки размещения ВЭУ (или удельной мощности ветрового потока на уровне оси ветроротора ВЭУ) за период измерения параметров ветра;

– заключение (одобрение) по отчету о возможности размещения на предполагаемых площадках соответствующих моделей ВЭУ.

9.2 Паспорт площадки для размещения ВЭУ составляется после окончания периода измерения параметров ветра и содержит информацию:

– о географических координатах в системе WGS 84 расположения площадки и высотах размещения ВЭУ над уровнем моря (Балтийского);

– о размещении площадки на плане-схеме в масштабе 1:1000 с привязкой к местности и транспортным коммуникациям;

– о фоновой скорости ветра с учетом подстилающей поверхности площадки, средних скоростях ветра на уровнях высот размещения датчиков ветра над поверхностью земли;

– о ВЭП, ориентированном на внедрение на данной площадке ВЭУ конкретной установленной мощностью;

– о первичных данных, полученных в результате проведения измерения параметров ветра, других метеорологических параметров.

10 Порядок оценки ветроэнергетического потенциала

10.1 Предварительная оценка ветрового режима предполагаемой площадки размещения ВЭУ моделируется по многолетним данным одного или нескольких репрезентативных для рассматриваемого региона пунктов гидрометеорологических наблюдений, расположенных в сходных климатических условиях на расстоянии не более 2 км до выбранного пункта в условиях сложного ландшафта, а в условиях простого – до 10 км. Для менее сложного ландшафта радиус репрезентативности определяется путем интерполяции значений радиусов репрезентативности простого и сложного ландшафтов.

Для определения ветровых характеристик площадки с определённой долей вероятности с целью подбора ВЭУ и прогноза выработки электроэнергии, проводятся краткосрочные

измерения параметров ветра на предполагаемой площадке установки в соответствии с требованиями разделов 5, 8 и 9.

Для повышения точности оценки ВЭП и определения сезонной и межгодовой изменчивости ветровой ситуации осуществляется корреляция результатов краткосрочных измерений с долгосрочными. Требования к данным долгосрочных измерений указаны в 6.3.

10.2 В случае планирования расположения площадки ВЭУ или ВЭС вблизи действующих ВЭУ при оценке и моделировании ветрового режима учитывается влияние снижения скорости ветра из-за затенения при расположении соседних ветровых турбин в радиусе минимум 20 диаметров ветроротора (рекомендуется в радиусе 50 диаметров ветроротора) от площадки.

10.3 При оценке ВЭП проводится анализ неопределенности, связанный с входными данными, отдельными процедурными этапами и результатами в следующих областях:

- исходные данные ветра;
- моделирование поля ветра;
- моделирование условий затенения;
- входные данные ВЭУ;
- факторы потерь энергии.

Общая неопределенность для указанных областей оценивается с помощью комбинации неопределенностей и их подкомпонентов.

10.4 При проведении оценки ВЭП при размещении ВЭУ учитываются следующие факторы:

- эффекты затенения:
 - а) внутренние (при расположении относительно других ветроэнергетических установок в радиусе 6 диаметров ветроколеса);
 - б) внешние (расположение относительно объектов архитектурного и природного ландшафта в радиусе 2 высот ВЭУ);
- в) возможные;
 - доступность:
 - а) наличие ветротурбины;
 - б) наличие электрической инфраструктуры;
 - в) доступность электрических сетей;
 - электрический КПД ВЭУ:
 - а) электрический КПД в эксплуатации;
 - б) потребляемая энергия ВЭУ;
 - производительность турбины:
 - а) регулировка кривой мощности;
 - б) гистерезис (свойство мгновенного отклика) сильного ветра;
 - в) регулировка кривой мощности для специфических площадок;
 - г) субоптимальная производительность;
 - условия окружающей среды:
 - а) снижение производительности без влияния обледенения;
 - б) снижение производительности из-за обледенения;
 - в) остановка ВЭУ из-за обледенения;
 - г) влияние температуры на отключение или снижение мощности;
 - д) доступность площадки;
 - е) произрастание деревьев;
 - эксплуатационные ограничения:
 - а) управление ветроэнергетического сектора;
 - б) система принятых ограничений.

Влияние и значение влияния каждого из факторов определяется в конкретном случае индивидуально.

10.5 Для описания ветра как источника энергии используются:

- среднегодовая скорость ветра;
- годовой и суточный ход скорости ветра;
- повторяемость скоростей ветра;
- повторяемость направлений ветра;
- максимальная скорость ветра;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы района.

10.6 При оценке ветроэнергетических ресурсов рассматривается их валовый, технический и экономический ВЭП.

10.7 Оценка ветроэнергетических ресурсов включает диапазон от полной оценки средней энергии ветра по большой области (региональной оценки) до оценки для участка –

оценки среднего ежегодного производства энергии определенной ВЭУ в определенном местоположении.

11 Оценка объемов выработки и отпуска электроэнергии

11.1 В качестве исходных данных для моделирования потока ветра используются климатические параметры площадки, полученные в результате анализа данных ветровых измерений и экстраполяции ветровых условий площадки на длительный период. Пространственный пересчет данных о ветре на площадке на месте расположения ВЭУ и высоте оси ВЭУ производится с использованием подходящих и подтвержденных методов моделирования и анализа (например, линейные модели, модель «CFD» – «Вычислительная гидроаэродинамическая модель» и атмосферная мезомасштабная модель).

Оценка выработки электроэнергии производится на основании:

- кривой мощности ветровой турбины;
- параметров скорости ветра на высоте оси ВЭУ;
- плотности воздуха на высоте оси ВЭУ;
- кривой коэффициента доверительности.

Кривые мощности ветровых турбины определяются производителями.

Если рассматриваемая кривая мощности ветровой турбины не соответствует параметрам рассматриваемой площадки (турбулентность, профиль ветра, ветрового потока, угол и т. д.), то при эксплуатации такой турбины объем фактической выработки электроэнергии может значительно отличаться от расчетного.

Скорость и направление ветра могут быть представлены в виде временных рядов, прогнозируемого распределения частоты или подгонки аналитических распределений для прогнозируемых распределений частоты, например [8].

При применении метода подгонки аналитических распределений рассматривается конкретное направление ветра; точность применяемой подгонки оценивается:

- по меньшей мере с точки зрения средней скорости ветра и средней удельной мощности;
- предпочтительно с точки зрения выработки энергии турбиной.

Выходная мощность турбины определяется по кривой ее мощности в соответствии с ветровыми условиями на высоте оси ВЭУ с коррекцией по фактической плотности воздуха. Коррекция плотности воздуха выполняется по рекомендациям [2].

Среднее производство энергии рассчитывается как интеграл кривой плотности мощности, которая определяется произведением кривой мощности ВЭУ и функции плотности вероятности скорости ветра на высоте ветроротора ВЭУ. Интеграл кривой плотности мощности рекомендуется оценивать в терминах параметров распределения Вейбулла и аппроксимации кривой мощности кусочно-линейной функцией (Приложение В).

11.2 Валовая выработка электроэнергии определяется по формуле (1):

$$AEP_{gross} = \sum P(v_i) \cdot H_i, \quad (1)$$

где $P(v_i)$ - выходная мощность для i -го интервала скорости ветра;

H_i – продолжительность (количество часов в году) i -го интервала скорости ветра.

Продолжительность (количество часов в году) i -го интервала скорости ветра определяется по формуле (2):

$$H_i = f_i \times 8766, \quad (2)$$

где f_i - относительная частота i -го интервала скорости ветра.

Для расчета валовой выработки электроэнергии частотное распределение скорости ветра рекомендуется описывать либо с помощью подгонки (например, распределение Вейбулла) с последующим определением точности собранных для оценки данных, либо с использованием временных рядов данных ветра с применением к ним кривой мощности турбины.

Значение валовой выработки электроэнергии рассчитывается индивидуально для соответствующих ветровых турбин (расположение на площадке и высота оси ВЭУ); для сравнения рекомендуется рассчитывать значение валовой выработки электроэнергии для позиций, на которых непосредственно производились измерения.

Общая валовая выработка электроэнергии ВЭС рассчитывается как сумма валовой выработки электроэнергии каждой ветряной турбины.

11.3 Полезный отпуск электроэнергии (AEP_{net}) определяется на основании валовой выработки электроэнергии с учетом потерь от затенения и систематических эксплуатационных потерь, возникающих при нормальной работе ВЭУ (ВЭС) определяется по формуле (3):

$$AEP_{\text{net}} = AEP_{\text{gross}} \cdot \eta_{\text{total}} \quad (3)$$

где η_{total} – коэффициент потерь (см. 11.10).

11.4 Для определения потерь от затенения, вызванного присутствием других близлежащих ВЭУ, следует учитывать все ВЭУ, расположенные в пределах:

- по меньшей мере, 20 диаметров ротора (с учетом наибольшего размера ротора) для ВЭУ;

- в радиусе 20 диаметров ротора для ВЭС.

Эффекты затенения рекомендуется моделировать отдельно с использованием модели слежения, например [9]–[12].

Потери от затенения указываются в процентном выражении либо в виде коэффициента потерь относительно валовой выработки электроэнергии.

Потери от затенения указываются для каждой ВЭУ и для всей ВЭС в целом.

11.5 Потери из-за простоя оборудования оцениваются:

- ремонтные потери ВЭУ до главного выключателя турбины – на основании лимитов продолжительности ремонтных простоев с допущением, что простои имеют место во время средних периодов производства энергии;

- потери ВЭС из-за простоя компонентов между главным выключателем турбины и трансформаторной подстанцией (включая ее), а также потери в линиях электропередачи, находящихся на балансе ВЭС – на основе опыта эксплуатации;

- потери из-за простоя внешнего оборудования электросетей, не находящегося на балансе ВЭС (потери доступа к электросети) – на основе опыта эксплуатации.

Возможность ограничения доступа на площадку размещения ВЭУ/ВЭС также учитывается при анализе потерь.

11.6 Потери из-за:

- невоспроизведения турбиной своей эталонной кривой мощности в пределах технических характеристик;

- различий между условиями испытания кривой мощности турбины и фактическими условиями на площадке (например, турбулентность, наклонный поток, несоосность рыскания ветра, сдвиг ветра, изменение направления ветра)

оцениваются или рассчитываются для конкретной площадки на основе определенной чувствительности в соответствии с методологиями, определенными в [2]. Высокие потери гистерезиса ветра оцениваются на основе параметров ветра на площадке и информации о стратегии выключения турбины. Потери из-за несоосности рыскания ветра, нарушения работы оборудования ветротурбины или ошибок при выборе наклона лопасти могут оцениваться на основе опыта эксплуатации.

11.7 Потери электроэнергии до точки учета ее отпуска, в том числе потери в трансформаторах, кабельных линиях, подстанциях, потери при передаче электроэнергии и потери из-за паразитного потребления (нагреватели, потери нагрузки без трансформатора и т. д.) в пределах ВЭУ или ВЭС и определяются либо на основе расчета, проводимого в соответствии с требованиями действующих ТНПА, либо на основе опыта эксплуатации аналогичного оборудования.

11.8 Потери от воздействия окружающей среды (например, потеря лопастями ротора идеального аэродинамического профиля вследствие износа их материала, из-за грязи, насекомых, изморози) определяются на основе приблизительных оценок или на основе опыта эксплуатации.

Потери от обледенения (из-за временного накопления льда или отключений, вызванных обледенением) оцениваются на площадке индивидуально или на основе опыта эксплуатации.

Потери, связанные с температурой окружающей среды вне проектных характеристик турбины, оцениваются на основе распределения температуры, полученного для площадки.

11.9 Потери из-за специальных ограничительных режимов эксплуатации – остановок или изменения эксплуатационных параметров ВЭУ для уменьшения шумовых и теневых воздействий, а также для улучшения условий миграции птиц и/или рукокрылых – определяются на основе условий ветра на конкретном участке и спецификации применяемой стратегии работы, запрошенной у поставщика турбины.

Потери за счет временных или текущих ограничений внешней электросети, которые могут привести к сетевым потерям, определяются на основе распределения или временного ряда выработки электроэнергии ВЭС.

11.10 Системные эксплуатационные потери представляются в табличной форме и суммируются в виде общего коэффициента потерь, где указывается происхождение используемых значений.

ТКП 17.10-44-2020

При объединении разных факторов потерь следует учитывать взаимозависимости. После обработки взаимозависимостей потери в процентном выражении преобразуются в КПД η и объединяются путем умножения оставшейся эффективности $\eta_1, \eta_2, \eta_3, \dots, \eta_i$ по формуле (4):

$$\eta_{total} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \dots \cdot \eta_i \quad (4)$$

где $\eta_i = 1 - \text{loss}_i$, выраженные в долях.

11.11 Вероятность превышения валовой выработки электроэнергии определяется исходя из допущения, что неопределенности расчета валовой выработки электроэнергии подчиняются нормальному распределению. Вероятность превышения валовой выработки электроэнергии указывается как минимум для вероятностей превышения наиболее вероятного результата 75, 90 и 95%

Приложение А
(рекомендуемое)
Состав средств измерений

Основное оборудование:

- измерительная мачта, решетчатая или телескопическая, либо различные комбинации мачт высотой от 70 до 100 м, оснащенная устройством оперативной регистрации данных, несколькими сенсорами и солнечным модулем для электроснабжения (рисунок А.1). Измерения параметров ветра, других метеорологических параметров производятся на двух-трех уровнях высот от поверхности земли в соответствии с Техническим заданием на проведение измерений параметров ветра. Допускается применение как более низких, так и более высоких мачт;
- устройство оперативной регистрации данных для выполнения измерений метеорологических параметров с дискретностью 1 Гц и передачи данных через систему GSM/GPRS или через спутник, либо с непосредственным интерфейсом на измерительной станции. (рисунок А.2);
- блок (шкаф) управления с автономным энергоснабжением и GSM/GPRS-коммуникатором для энергоснабжения системы и связи с центром сбора информации;
- датчик средней скорости ветра (анемометр) для измерения горизонтальной составляющей скорости ветра с погрешностью измерений скорости ветра не более 0,2 м/с. На мачту устанавливаются до трех датчиков, которые рекомендуется оснащать обогревом для измерений в холодный период года (рисунок А.3);
- датчик направления ветра (флюгер) для измерений направления ветра и имеющий погрешность измерения до 3°. в диапазоне 0-360°. (рисунок А.4). На мачту устанавливается до двух датчиков;
- датчик температуры воздуха с погрешностью измерений от 0,3 °С и датчик влажности воздуха с погрешностью измерений от 3,0 %, применяемых, как правило, в комбинации (термогигрометр) для сокращения дополнительных расходов по монтажу и располагаются в отдельной защите от воздействия метеорологических условий и солнечного излучения (рисунок А.5). На мачту устанавливается до трех датчиков;
- датчик атмосферного давления (барометр) для измерений атмосферного давления воздуха с погрешностью до 1% от диапазона измерений (рисунок А.6). Требования к точности значений атмосферного давления второстепенны, поэтому могут быть использованы данные ближайших пунктов гидрометеорологических наблюдений;
- программное обеспечение двух видов: для устройства оперативной регистрации и автоматического архивирования данных измерения параметров ветра, других метеорологических параметров и сервисные программы для связи с измерительными системами.

Дополнительное оборудование, не обязательное для определения ВЭП:

- датчик количества атмосферных осадков;
- пиранометр для измерения интенсивности солнечного излучения;
- устройство освещения мачты в ночное время.

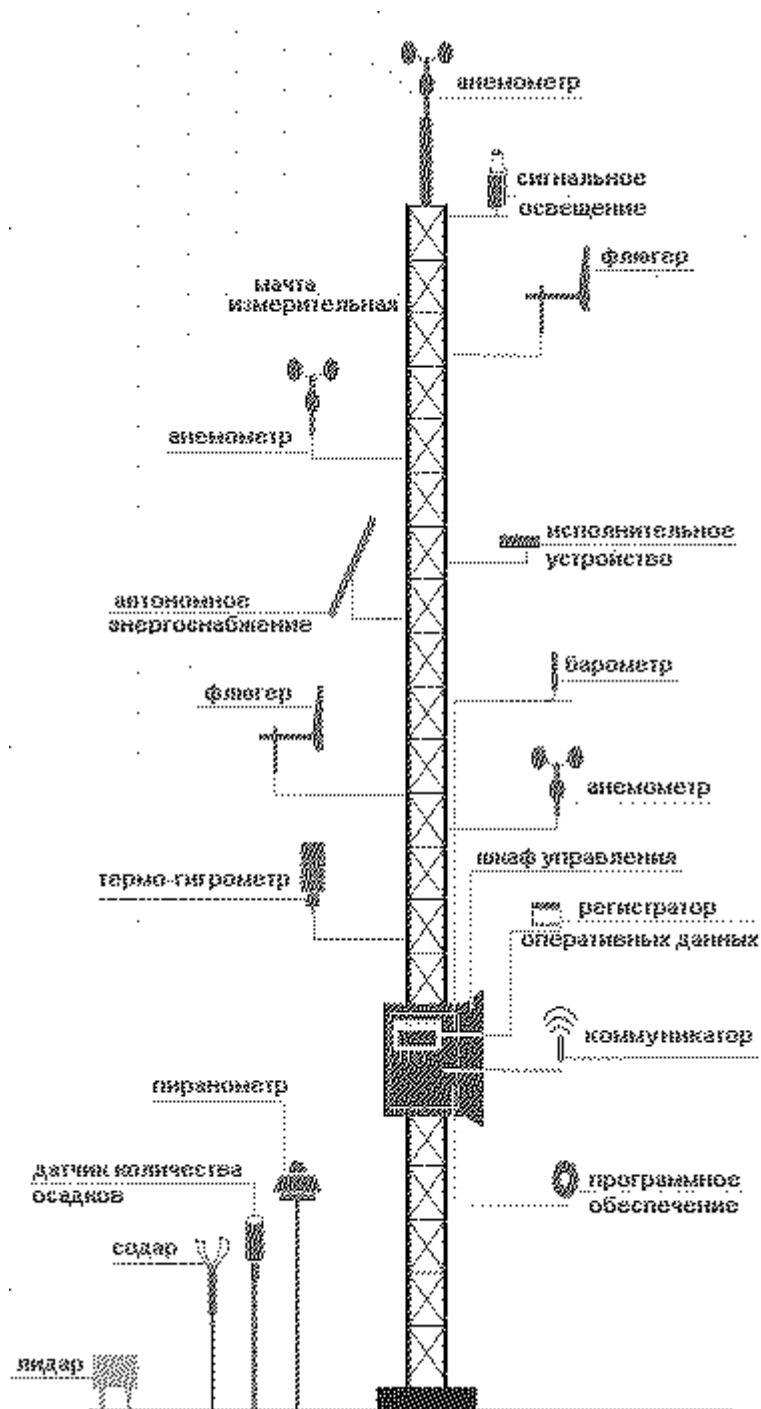


Рисунок А.1 – Метеорологический измерительный комплекс

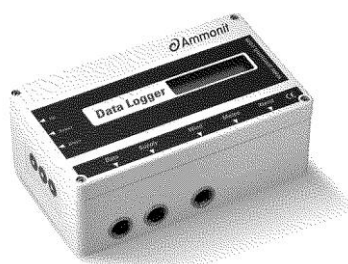


Рисунок А.2 – Устройство оперативной регистрации данных



Рисунок А.3 – Датчики средней скорости ветра (анемометр чашечный, крыльчатый, ультразвуковой)

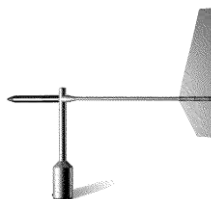


Рисунок А.4 – Датчик направления ветра (флюгер)

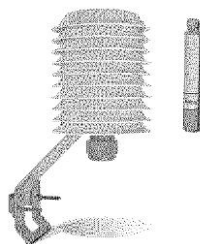


Рисунок А.5 – Датчики температуры и влажности воздуха (термогигрометр)



Рисунок А.6 – Датчик атмосферного давления (барометр)

Приложение Б
(рекомендуемое)
Установка анемометров на балке

Б.1. Трубчатые метеорологические мачты

Приближенное представление о картине возмущения потока в окрестности трубчатой мачты можно получить из рисунка Б.1. На этом рисунке показано поле распределения скоростей обтекания трубчатой мачты, определенных по уравнениям Навье-Стокса. Наименьшее возмущение возникает с наветренной стороны мачты в зонах, расположенных под углом 45° . В общем случае наблюдается замедление течения воздушного потока перед мачтой, ускорение течения вокруг нее и аэродинамический след за ней.

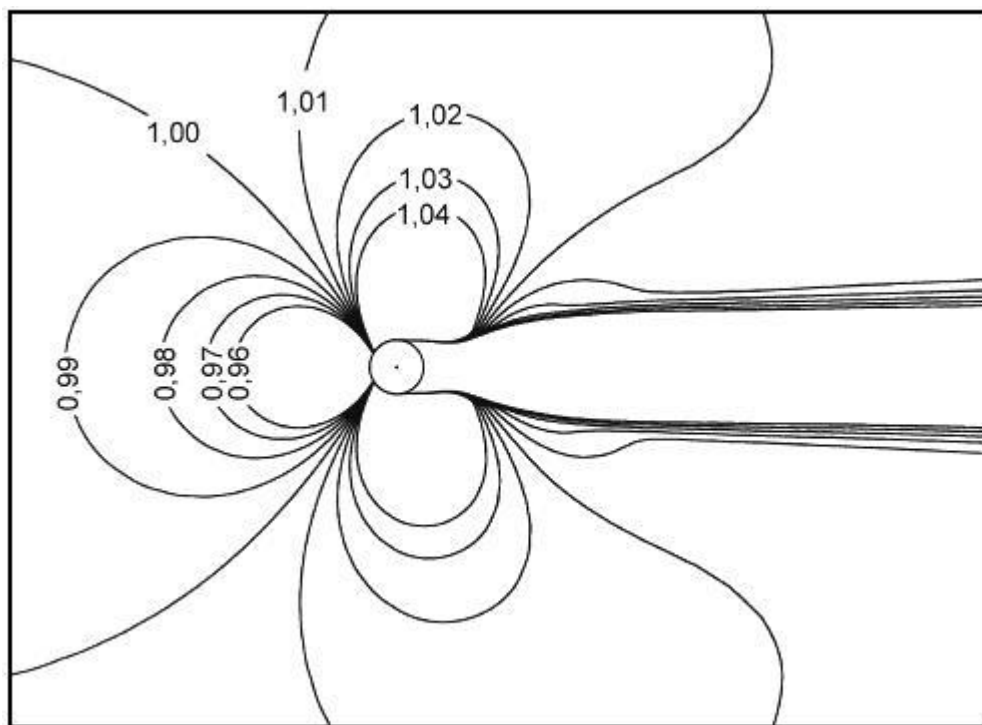


Рисунок Б.1 - Поле распределения скоростей обтекания трубчатой мачты, нормализованное невозмущенным полем скоростей воздушного потока (слева); компьютерный расчет двумерных уравнений Навье-Стокса

Для воздушных потоков с направлениями, не превышающими 45° по отношению к линии анемометр - метеорологическая мачта, наибольшая относительная скорость потока наблюдается, когда потоки воздуха направлены вдоль линии анемометр - мачта.

На рисунке Б.2 показана эта относительная скорость воздушного потока в функции расстояния. Следует обратить внимание на то, что искажение скорости воздушного потока может быть выше, чем показано на рисунке Б.2, если потоки воздуха подходят под углами более 45° к линии анемометр - мачта.

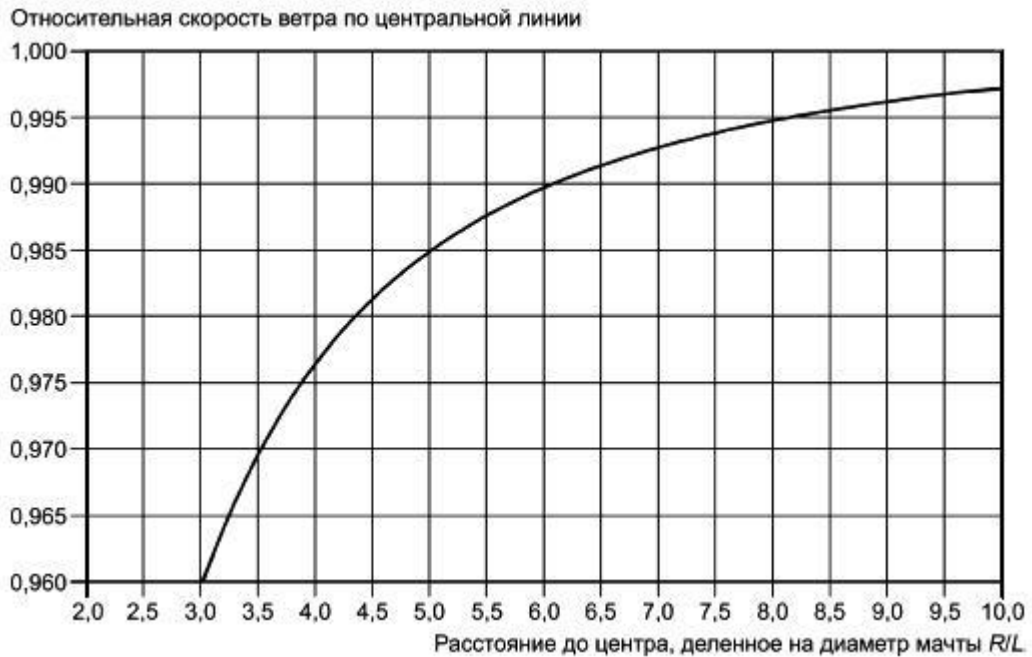


Рисунок Б.2 - Относительная скорость ветра по центральной линии в функции от расстояния R до центра трубочной мачты и диаметра мачты d

Видно, что относительная скорость ветра равна 99,5% при $R/d=8,2$. Для получения относительной скорости ветра, равной 99%, это число равно 6,1.

Б.2. Решетчатые метеорологические мачты

Анализ воздушного течения вокруг решетчатой конструкции можно провести на основе применения теории вентиляторного диска и анализа Навье-Стокса. Степень возмущения воздушного потока зависит от аэродинамической плотности мачты, аэродинамического сопротивления ее отдельных элементов, направления воздушного потока и расстояния между точкой измерения и мачтой. На рисунке Б.3 (вид сверху) показаны важные размеры мачты треугольной решетчатой конструкции.

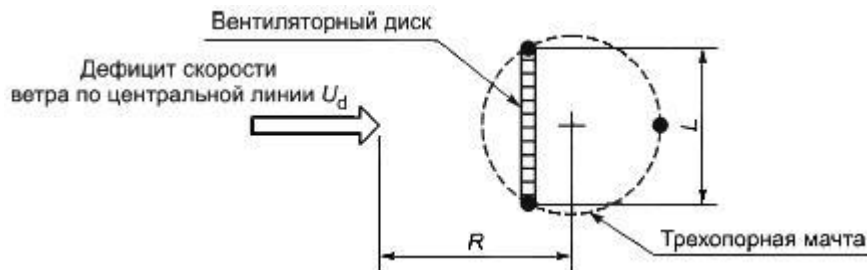


Рисунок Б.3 - Представление трехопорной решетчатой мачты с указанием дефицита скорости ветра по центральной линии; представление вентиляторного диска мачты с шириной фронтальной поверхности L и расстоянием от центра мачты до точки наблюдения R [2]

Искажение потока является функцией от коэффициента удельного аэродинамического сопротивления, который в свою очередь зависит от аэродинамической плотности мачты и аэродинамического сопротивления отдельных ее элементов. Коэффициент удельного аэродинамического сопротивления C_T можно рассматривать как равнодействующую силы сопротивления на единицу длины мачты, деленную на скоростной напор и ширину фронтальной поверхности.

На рисунке Б.4 показано поле распределения скоростей воздушного потока вокруг решетчатой мачты с коэффициентом удельного аэродинамического сопротивления C_T 0,5. При обычных расстояниях до анемометра R , превышающих 2, возмущение данного потока очень слабо зависит от ориентации мачты (наветренная поверхность фронтальная или угловая), и поэтому его можно считать неизменным.

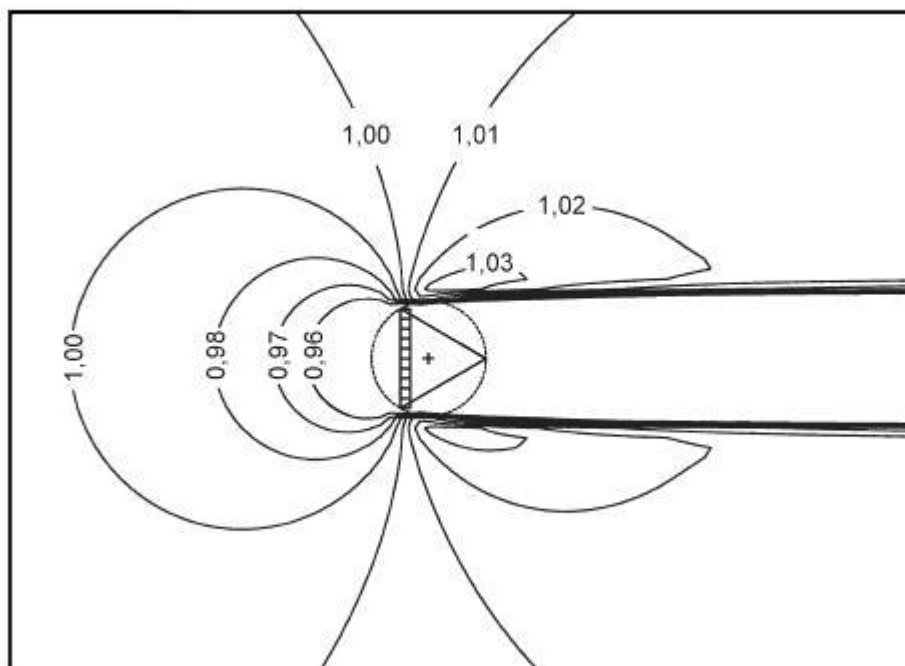


Рисунок Б.4 - Поле распределения скоростей воздушного потока вокруг трехопорной решетчатой мачты с коэффициентом удельного аэродинамического сопротивления C_T 0,5, нормализованное поле скоростей невозмущенного воздушного потока (слева); компьютерный расчет на основе двумерных уравнений Навье-Стокса и по теории вентиляторного диска

Если сектор измерений равен 90° или меньше, минимальное искажение получается при расположении анемометра под углом 90° к центру сектора измерений. Иными словами, искажение потока можно определить, учитывая снижение скорости набегающего воздушного потока в функции расстояния. На рисунке Б.5 показаны расчетные относительные скорости ветра по центральной линии для решетчатых мачт с различными значениями коэффициента удельного аэродинамического сопротивления C_T . Искажение скорости воздушного потока может быть выше, чем показано на рисунке Б.5, если потоки воздуха подходят под углами более 100° к линии анемометр - мачта.

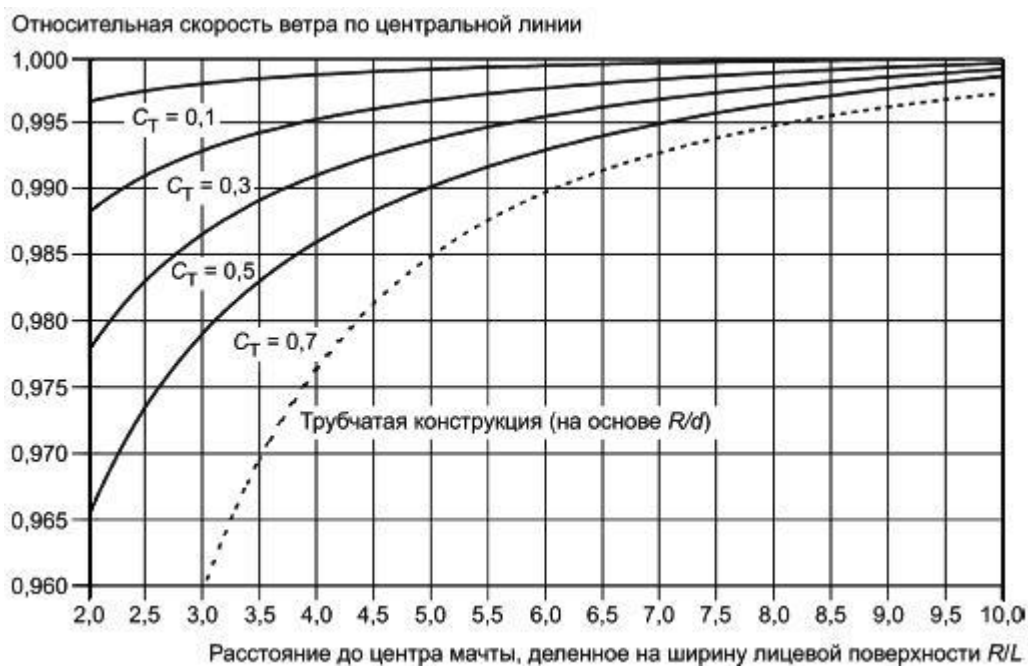


Рисунок Б.5 – Относительная скорость ветра по центральной линии в функции расстояния R до центра трехопорной решетчатой мачты с шириной фронтальной поверхности L для различных значений коэффициента удельного аэродинамического сопротивления C_T

Оценка уменьшения скорости набегающего воздушного потока вдоль центральной линии U_d в функции от коэффициента удельного аэродинамического сопротивления C_T и R/L может производиться по формуле (Б.1):

$$U_d = 1 - \left(0,062C_T^2 + 0,076\right) \left(\frac{L}{R} - 0,082\right) \quad (\text{Б.1})$$

Значение коэффициента удельного аэродинамического сопротивления C_T может быть принято в соответствии с действующими строительными нормами или из таблицы Б.1 (внутри указанных пределов). В этой таблице аэродинамическая плотность t определяется как отношение площади проекции всех конструктивных элементов на боковую поверхность мачты к полной обдуваемой площади.

Таблица Б.1 - Метод оценки коэффициента удельного аэродинамического сопротивления C_T для различных типов решетчатой вышки

Тип мачты	Поперечное сечение	Выражение для C_T	Диапазон значений
Квадратное поперечное сечение, элементы с острыми краями		$4,4 (1 - t)t$	$0,1 < t < 0,5$
Квадратное поперечное сечение, округлые элементы		$2,6 (1 - t)t$	$0,1 < t < 0,3$
Треугольное поперечное сечение, круглые элементы		$2,1 (1 - t)t$	$0,1 < t < 0,3$

В качестве альтернативы, если определено максимальное уменьшение скорости воздушного потока по центральной линии, расстояние R можно получить из формулы (Б.2):

$$R = \frac{L}{\frac{1 - U_d}{(0,062C_T^2 + 0,076C_T)} + 0,082} \quad (\text{Б.2})$$

Для решетчатой мачты с коэффициентом удельного аэродинамического сопротивления C_T 0,5 и уменьшением скорости воздушного потока по центральной линии в 99,5% значение R в 5,7 раз превосходит расстояние между опорами мачты L . Дефицит скорости ветра в 99% сократит расстояние R до значения, в 3,7 раза превосходящее расстояние между опорами мачты.

Приложение В
(рекомендуемое)
Порядок оценки удельной мощности ветрового потока и среднегодовой выработки энергии

В.1. Зависимость мощности ВЭУ от скорости ветра

При скорости ветра меньше пусковой скорости ВЭУ ее мощность равна нулю. При превышении скоростью ветра пусковой скорости мощность ВЭУ увеличивается по мере увеличения скорости ветра до максимального значения – номинальной мощности, после чего она поддерживается по возможности постоянной [13].

Для ВЭУ с заданной кривой мощности $P(u)$ средняя вырабатываемая мощность (P) в данном месте определяется с использованием функции распределения скорости ветра $f(u)$ на высоте ветроротора ВЭУ по формуле (В.1):

$$P = \int_0^{\infty} f(u) P(u) du \quad (В.1)$$

Функция $f(u)$ может определяться:

– экспериментально;
– на основе гидрометеорологических данных ближайших пунктов гидрометеорологических наблюдений [14].

Если функция распределения скорости ветра $f(u)$ аппроксимируется функцией Вейбулла, то выражение для средней мощности ВЭУ (P) имеет вид, описываемый формулой (В.2):

$$P = \int_0^{\infty} \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right) P(u) du \quad (В.2)$$

где k – параметр формы в распределении Вейбулла, индекс;

A – масштабный параметр в распределении Вейбулла, эмпирическая постоянная в законе геострофического трения ($=A(0)$);

$\exp(x)$ – экспоненциальная функция.

Для вычисления этого интеграла используются численные методы.

Для большинства ВЭУ кривая мощности удовлетворительно аппроксимируется кривой простой формы. В этом случае выражение для мощности ВЭУ имеет вид, описываемой формулой (В.3):

$$P = \frac{P_{max}}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(G_k(\alpha_2) - \exp(-\alpha_3^k) \right) \quad (В.3)$$

где α – скорость ветра, разделенная на A , угол.

В.2. Определение удельной мощности ветрового потока.

Удельная мощность ветра $E(u)$ по формуле (В.4) определяется с помощью функции распределения ветра по скоростям, аппроксимируемой аналитической двухпараметрической функцией Вейбулла:

$$E(u) = \rho u^3 \cdot f(u) / 2 \quad (В.4)$$

где $f(u)$ – распределение Вейбулла, определенное для данного места, достигающее максимума при скорости ветра, рассчитывается по формуле (В.5):

$$u = A \left(\frac{k+2}{k} \right)^{1/k} \quad (В.5)$$

В.3. Оптимизация выработки энергии.

Мерой эффективности ВЭУ является отношение ее мощности при данной скорости ветра к общей мощности ветрового потока, проходящего через ветроколесо. Оптимальное использование энергии ветра достигается, когда максимум КПД ВЭУ совпадает с максимумом функции распределения мощности. Кривую мощности ВЭУ следует подбирать с учетом функции распределения скорости ветра.

С допуском, что ВЭУ имеет простую кусочно-линейную кривую мощности, кривая КПД описывается формулой (В.6):

$$C_p(u) = \frac{P(u)}{E(u) \cdot A_R} = \frac{s(u-u_1)}{0,5\rho u^3 \cdot A_R}, u_1 \leq u \leq u_2 \quad (\text{В.6})$$

где $P(u)$ – это выработка энергии при скорости ветра u ,
 $E(u)$ – мощность ветрового потока, проходящего через ометаемую ветроротором площадь A_R ,
 s – наклон кривой мощности, определяется по формуле (В.7):

$$s = \frac{P_{max}}{u_2 - u_1} \quad (\text{В.7})$$

Максимальный КПД достигается при скорости ветра u_m , определяемой дифференцированием по формуле (В.8):

$$P(u) = \frac{3}{2} \rho C_p(u_m) A_R \cdot u_m^2 \left(u - \frac{2}{3} u_m \right) \text{ для } u_1 \leq u \leq u_2 \quad (\text{В.8})$$

где A_R – площадь, ометаемая ветроротором;
 $C_p(u_m)$ – максимальный КПД ВЭУ;
 u_m – скорость ветра при которой КПД достигает максимума;
 u_2 – скорость ветра, соответствующую номинальной мощности.
 Обычно максимальный КПД ВЭУ достигается при скорости ветра несколько меньшей той, которая соответствует максимуму функции распределения по скоростям ветра.

В.4. Оценка среднегодовой выработки энергии ВЭУ.

Оценка среднегодовой выработки энергии (W) ВЭУ производится по формуле (В.9):

$$W = N_e S \xi_{пот} \eta_{эм} T_e \quad (\text{В.9})$$

N – установленная мощность ВЭУ,
 S – ометаемая ветроколесом площадь, м^2 ; $S = \pi D^2 / 4$
 ξ – коэффициент использования энергии ветра, $\xi = 0,36$;
 $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД ВЭУ, $\eta_{эм} = 0,9$;
 T_e – длительность года, ч.

Библиография

- [1] IEC 61400-1 - Wind turbines – Part 1: Design requirements
- [2] Evaluation of site-specific wind conditions. Measnet. <http://www.measnet.com/>
- [3] TG 6 Техническое руководство для ВЭУ «Определение ветропотенциала и выработки энергии. Часть 6»: FGW e.V., Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, Berlin, Germany, 2015.– 42с.
- [4] IEC 61400-12-1 Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- [5] Katic I, Højstrup J, Jensen NO. A simple model for cluster efficiency. In: Proceedings of European Wind Energy Conference and Exhibition; Rome; 1986. pp. 407-410
- [6] Правила использования воздушного пространства Республики Беларусь. Утверждены Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 4 ноября 2006 г. № 1471
- [7] IEA: IEA Recommendation 11: Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1st Ed., 1999
- [8] I. Troen, E.L. Petersen: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1989
- [9] EN 1993-1-3: Eurocode 3: Design of steel structures
- [10] Katic I, Højstrup J, Jensen NO. A simple model for cluster efficiency. In: Proceedings of European Wind Energy Conference and Exhibition; Rome; 1986. pp. 407-410
- [11] Ainslie JF. Calculating the flow field in the wake of WTs. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 1988; 27:213-224
- [12] G.C. Larsen, J. Højstrup, H.A. Madsen, Wind fields in wakes, EUWEC'96, Gothenburg, 1996
- [13] Атлас ветров России, Москва, 2000 – 560 с.
- [14] Отчет о научно-исследовательской работе «Оценка ветроэнергетических ресурсов и разработка рекомендаций по выбору мест размещения ветроэнергетических установок на территории Республики Беларусь» Государственной научно-технической программы «Экологическая безопасность». Минск, 2010 г. – 359 с. УДК 551.55. № госрегистрации 20100024

Исполнитель:

Руководитель организации-разработчика	_____	А.В.Коновальчик
Руководитель проекта «Устранение барьеров для развития ветроэнергетики в Республике Беларусь»	_____	М.В.Белоус
Консультант проекта «Устранение барьеров для развития ветроэнергетики в Республике Беларусь»	_____	Ю.А.Григоренко
Консультант проекта «Устранение барьеров для развития ветроэнергетики в Республике Беларусь»	_____	Е.А.Жученко