ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 54418.12.3— 2012

Возобновляемая энергетика

Ветроэнергетика

УСТАНОВКИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ

Часть 12-3

Методы испытаний для определения количества вырабатываемой электроэнергии

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Открытым акционерным обществом «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений (ОАО «НИИЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 330 «Процессы, оборудование и энергетические системы на основе возобновляемых источников энергии»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 сентября 2012 г. № 380-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок – в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)

Стандартинформ, 2014

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения.....1
2 Нормативные ссылки.....1
3 Термины и определения.....2
4 Обозначения, сокращения и единицы измерения.....3
5 Описание метода.....3
6 Условия испытаний.....4
7 Оборудование для испытаний.....5
8 Сопоставление ветровых режимов в измерительных и опорных точках.....7
9 Метод определения эффективность ВЭС 8
10 Производительность ВЭС 10
11 Определение погрешность 11
12 Форма представления отчетности..... 11
13 Оценка производительности по сравнению с ожидаемыми результатами 12
Приложение А (справочное) Различие и сходство с ГОСТ Р 54418.12.1-2011.....14
Приложение Б (обязательное) Оценка погрешности в отчетных данных.....15
Приложение В (справочное) Пример обработки данных по данному стандарту на конкретной ВЭС.....18
Приложение Г (справочное) Рекомендации по выбору данных.....24
Приложение Д (справочное) Рекомендации по применению стандарта.....25

Введение

При эксплуатации ветроэлектрических станций возникает необходимость измерения количества вырабатываемой электроэнергии. При этом необходимо рассматривать ветроэлектрическую станцию как единичный объект, а не как совокупность отдельных ветроэнергетических установок. Настоящий стандарт определяет метод испытания ветроэлектрической станции при условии, что к моменту проведения испытаний имеются ожидаемые значения вырабатываемой мощности, полученные на этапе проектирования ВЭС, предыдущего испытания или на основе расчетных проектных данных. Рабочие характеристики ветроэлектрической станции должны быть заданы в параметрах, показывающих уровень мощности в зависимости от скорости и направления ветра. Скорость и направление ветра измеряют в одной или нескольких опорных точках.

Так как ветроэлектрическая станция состоит из нескольких пространственно обособленных отдельных ветроэнергетических установок, небольшого числа опорных точек (1 или 2 метеорологические мачты), в которых измеряются все ветровые и климатические характеристики, одной или двух опорных точек может быть недостаточно для определения значения вырабатываемой мощности ВЭС, за исключением полностью однородных территорий. Выбор опорных точек должен быть произвольным. Измерения характеристик ветра, проведенные в одной или нескольких точках, могут относиться к одному опорному месту. Например, можно измерить характеристики ветрового потока в прямом и обратном направлениях, так чтобы один набор измеренных данных был всегда независимым от возмущений в аэродинамическом следе ветроэнергетической установки. Для согласования данных их можно привести к какой-либо одной точке на местности при помощи экспериментального сопоставления ветровых условий, проведенного до возведения ветроэлектрической станции. В качестве альтернативы при использовании множества опорных точек, для каждой опорной точки необходимо иметь отдельные ожидаемые результаты производительности ветроэнергетической установки. Для ветровых режимов, встречающихся при проведении испытаний, сравнение заявленной производительности ветроэлектрической станции с ожидаемыми результатами можно провести путем сравнения результатов измерений энергии с ожидаемыми результатами, учитывая распределение вероятностей измеренных параметров по скорости и направлению ветра.

Данный стандарт рекомендует методику испытаний, включающую:

- наличие данных с ранее определенными рабочими характеристиками;
- выбор опорных точек, являющихся значимыми относительно ожидаемых показателей производительности (например, если ожидаемый результат основывается на конструкторских прогнозах, точка может быть выбрана в месте, в котором был определен режим ветра);
- необходимость в предварительном сопоставлении скорости ветра для проведения дополнительных измерений и выбора опорных точек;
- расширенную оценку производительности, достаточную для подтверждения того, что данное испытание является характерным в долгосрочном периоде.

Общий подход может быть принят исходя из следующих условий:

- допускается использование более одной дополнительной измерительной точки;
- при совпадении измерений в дополнительных и опорных точках нет необходимости в предварительном сопоставлении скоростей ветра в данных точках;
- испытания ветроэлектрической станции, расположенной на большой территории, имеющей территориально обособленные группы ВЭУ, могут проходить по этим группам.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Возобновляемая энергетика
Ветроэнергетика
УСТАНОВКИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ. Часть 12-3
Методы испытаний для определения количества вырабатываемой электроэнергии

Renewable power engineering. Wind power engineering. Wind turbines.
Part 12-3. Wind power plant performance testing

Дата введения – 2014—01—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает методику проверки показателей мощности ветроэлектрической станции (ВЭС), применяемую для проверки общей производительности ВЭС в зависимости от параметров ветра, измеренных в одной или нескольких точках.

В документации по испытаниям должны быть изложены методики измерения параметров при контроле производительности ВЭС. Методики измерения должны включать в себя требования, относящиеся к схеме проверки, измерительной аппаратуре, калибровке, определению погрешности. Проверка параметров общей производительности ВЭС определяет выработку электроэнергии всей ВЭС как функцию скорости ветра в одной или нескольких точках измерения ветра для всех соответствующих направлений ветра (кривые мощности для различных интервалов направления ветра). Настоящий стандарт не предназначен для проверки выработки конкретной ветроэнергетической установки (ВЭУ).

Настоящий стандарт так же устанавливает общий метод измерения выработки электроэнергии ВЭС и предназначен для применения разработчиками и собственниками ВЭС, для проверки объема вырабатываемой электроэнергии сразу же после введения ВЭС в эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации в качестве текущей проверки ее состояния. Настоящий стандарт разработан с учетом проведения проверки показателей мощности ВЭС на этапе проектирования.

Настоящий стандарт устанавливает требования:

- к методу измерения рабочих характеристик ВЭС с определением выходной мощности в зависимости от скорости и направления ветра, измеренных в одной и нескольких опорных точках;
- к процессу измерения, анализа и предоставления отчета; кроме того, в данном стандарте приведены рекомендации по интерпретации полученных результатов в сравнении с предварительными (ожидаемыми) рабочими характеристиками.

Настоящий стандарт определяет рабочие характеристики ВЭС при любом ветре и любых режимах работы.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 51237–98 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения

ГОСТ Р 54418.12.1–2011 Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 12-1. Измерение мощности, вырабатываемой ветроэлектрическими установками.

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный

стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 51237, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **аэродинамическое препятствие:** Предметы, которые препятствуют свободному движению и создают искажение течения воздушного потока, например, здание и дерево.

3.2 **ветровой режим:** Совокупность измеренных и вычисленных параметров ветра: скорости, направления, турбулентности, их экстремальных значений и продолжительности, характеризующих состояние воздушного потока на заданной высоте на испытательной площадке.

3.3 **высота оси ВЭУ Z_{hub}:** Высота центра ометаемой площади ветроколеса ВЭУ над поверхностью земли (пункт 3.13, ометаемая площадь).

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

3.4 **годовая выработка энергии;** AEP: Полный объем произведенной ВЭУ электрической энергии в течение одного года, определенный на основе измеренной выходной мощности и различных базовых плотностей распределения скорости ветра на высоте оси ветроколеса в предположении 100 % готовности ВЭУ.

3.5 **искажение течения:** Изменения в течении воздушного потока, вызываемые аэродинамическими препятствиями, рельефом местности или другими ВЭУ, которые приводят к отклонениям измеренного значения скорости от значения скорости в невозмущенном воздушном потоке, а также к существенной погрешности.

3.6 **испытательная площадка:** Территория, включающая в себя место установки ВЭУ и окрестности, для проведения измерений мощности.

3.7 **график измеренной выходной мощности:** Табличные и графические представления измеренной, исправленной и нормализованной полезной выработанной мощности ВЭУ в функции измеренной скорости ветра, при соответствии строго определенной методике измерений.

3.8 **коэффициент преобразования энергии ветра:** Отношение полезной электрической мощности, выработанной ВЭУ, к мощности набегающего невозмущенного воздушного потока по ометаемой площади ветроколеса.

3.9 **метод бин:** Способ уменьшения числа измеренных данных на основе группировки измеренных значений какого-либо параметра в интервалах скоростей ветра (бинах).

Примечание – Для каждого бина рассчитывают среднее значение параметра внутри каждого бина на основе записанного числа наборов данных или выборок и их подсчитанной суммы.

3.10 **набор данных:** Совокупность данных, полученных выборкой в течение непрерывного периода.

3.11 **номинальная мощность:** Значение мощности, объявленная производителем и соответствующая указанным режимам эксплуатации устройства или оборудования.

Примечание – Номинальная мощность – значение максимальной непрерывной электрической мощности, выдаваемой в режиме нормальной эксплуатации и при нормальных внешних условиях, которая была задана в процессе проектирования ВЭУ.

3.12 **ометаемая площадь:** Площадь проекции поверхности, которую описывает ветроколесо за один полный оборот, на плоскость, перпендикулярную к направлению скорости ветра. Для качающихся ветроколес предполагается, что ветроколесо остается перпендикулярным к низкооборотному валу. Для ветроэлектрических установок с вертикальной осью площадь вращения ветроколеса проецируется на вертикальную плоскость.

3.13 **период измерений:** Интервал времени, в течение которого для проверки значения вырабатываемой мощности собрана статистически достоверная база совокупных данных.

3.14 **полезная активная электрическая мощность:** Значение электрической мощности, передаваемой во внешнюю электрическую сеть.

3.15 **производительность:** Показатель эффективности производства электрической энергии ВЭУ.

3.16 **сектор измерений:** Совокупность направлений ветра, по которым собираются данные для построения графика выходной мощности.

3.17 **сложный ландшафт:** Рельеф местности, имеющий существенные перепады и препятствия на поверхности земли, которые могут вызвать искажение воздушного потока.

3.18 **стандартная погрешность:** Погрешность результата измерения, выраженная как

среднеквадратическое отклонение.

3.19 **точность:** Близость совпадения результата измерения и истинного значения измеряемой величины.

3.20 **экстраполированный график выходной мощности:** График вырабатываемой мощности, достроенный в интервале скоростей ветра от наибольшей измеренной скорости ветра до скорости ветра отключения.

4 Обозначения, сокращения и единицы измерения

U_i – скорость ветра, м/с;
θ_j – направление ветра;
u_n – скорость ветра, измеренная в опорной точке, м/с;
θ_n – направление ветра, измеренное в опорной точке;
u_{si} – скорость ветра, измеренная в дополнительной точке, м/с;
θ_{si} – направление ветра, измеренная в дополнительной точке;
$u_{m,r}$ – средняя скорость ветра, измеренная за 10 мин в опорной точке, м/с;
$u_{m,s}$ – средняя скорость ветра, измеренная за 10 мин в дополнительной точке, м/с;
$\theta_{m,r}$ – среднее направление ветра, измеренное за 10 мин в опорной точке;
$\theta_{m,s}$ – среднее направление ветра, измеренное за 10 мин в дополнительной точке;
j – сектор измерения параметров ветра;
m – 10-минутный промежуток времени;
C_j – среднее изменение направления ветра;
θ_{jk} – среднее направления ветра внутри сектора j;
P_m – суммарная выходная мощность, выработанная за 10 минутный промежуток времени;
C – поправочный коэффициент направления ветра;
P_{ij} – средняя мощность, выработанная в секторе j, кВт;
U_{ij} – средняя скорость в секторе j м/с;
θ_{ij} – среднее направление ветра в секторе j;
P_p – прогнозируемая выработка электроэнергии, кВт.

5 Описание метода

5.1 Сопоставление ветровых режимов

Для типовой ВЭС, особенно расположенной в местности со сложным ландшафтом, ключевые метеорологические данные, измеренные на высоте оси ВЭУ, такие как скорость и направление ветра, имеют пространственную зависимость. Такие пространственные зависимости, имеющие значительные колебания, в течение больших интервалов времени (например, межгодовой интервал) демонстрируют статистическую сходимость. Это означает, что при использовании производного соотношения для всего года или определенного сезона (если наблюдаются явные сезонные зависимости) для последующих измерений режимов ветра достаточно использовать только одну опорную точку для оценки ветрового потока, проходящего по всей территории ВЭС.

Как правило, в реальных условиях невозможно определить опорную точку, в которой можно провести измерения без влияния различных возмущений, вызванных работой ВЭС. В таком случае для оценки ветровых характеристик в опорной точке проводят сопоставления ветрового режима до возведения ВЭС с помощью дополнительных измерений, проведенных за пределами территории ВЭС.

Зависимости, установленные посредством экспериментального сопоставления, указанных выше режимов ветра, должны обеспечивать корректировку данных по скорости и направлению ветра для конкретных мест измерений и их использование для опорных точек.

В настоящем стандарте принимают, что скорость ветра и направление ветра взаимно независимы. Учитывая такое допущение, поправочные коэффициенты скорости и направления ветра можно использовать по отдельности, т.е. внутри сектора направлений ветра одно и то же направление ветра меняется независимо от его скорости.

Основной принцип сопоставления измерений в опорной точке скорости ветра u_n и направления θ_n с измерениями в дополнительной точке u_{si} и θ_{si} является использование метода группировки данных. Группировку данных, полученных в результате измерений в дополнительной точке, проводят по направлениям ветра в секторах, размер которых не должен превышать 30°. На каждый сектор направления накладывается линейная регрессия для установления связи между данными по скорости ветра в дополнительной точке измерений и данными, полученными в опорной точке. Также вычисляют

сдвиг среднего значения направления по данным направления ветра, полученным одновременно в двух местах.

На этапе оценки показателей мощности может быть введена «поправка по месту» любых метеорологических измерений, полученных в дополнительной точке измерений, для опорной точки, для чего необходимо:

- определить сектор направления ветра, в котором будут проводиться измерения;
- применить соответствующий поправочный коэффициент для измерений скорости ветра;
- откорректировать данные измерений направления ветра наложением значения сдвига, полученного интерполяцией средних сдвигов и направлений для рассматриваемого и соседнего секторов направлений.

5.2 Оценка производительности ВЭС

Цель оценки производительности – создание архива данных, включающего в себя статистику по климатическим параметрам и выработке электроэнергии, который будет отражать полный рабочий диапазон ВЭС. Климатические условия измеряют в опорной точке, а выходную мощность – в точке подачи электроэнергии в энергосистему.

К климатическим параметрам относятся данные по скорости и направлению ветра, усредненные за время равное 10 мин. Следует иметь в виду, что другие данные, такие как плотность воздуха, интенсивность турбулентности, атмосферная стабильность и т.д., оказывают влияние на производительность, поэтому необходимо, чтобы диапазон значений для переменных данных, полученных во время проведения испытания, соответствовал диапазону значений, наблюдаемых при длительной эксплуатации. Таким образом, нет необходимости в использовании переменных данных для определения показателей мощности.

В процессе измерений следует контролировать процесс выработки электроэнергии ВЭС: в определенных ситуациях необходимо учитывать влияние на работоспособность ВЭУ или ВЭС в целом недостоверно измеренных ветровых параметров, что может наблюдаться, если измеряющие датчики находятся в зоне аэродинамического следа ВЭУ или других аэродинамических препятствий. В этом случае данные по выработке электроэнергии должны быть исключены из рассмотрения.

В общем случае все необходимые данные могут быть собраны при помощи центральной системы управления ВЭС.

6 Условия испытаний

Условия испытаний зависят от типа испытаний, которые могут быть:

- испытаниями для установления зависимости энергетических характеристик, проводимыми при различных режимах ветра с определением соотношения между данными, полученными в дополнительной точке (точках) и данными в опорной точке до ввода ВЭС в эксплуатацию;
- испытаниями по проверке показателей мощности функционирующей ВЭС.

В зависимости от применения ВЭС определяют необходимость в проведении первого типа испытаний.

6.1 Общие положения

6.1.1 Для минимизации погрешности последующего анализа опорная точка должна быть выбрана так, чтобы она подвергалась воздействию ветра в любом направлении, была нечувствительна к точному положению, располагалась на ВЭС или в непосредственной близости от нее.

6.1.2 Точки дополнительных измерений также должны находиться близко к ВЭС. Для того, чтобы избежать влияния аэродинамического следа на ВЭУ, расположение метеорологической мачты должно удовлетворять следующим условиям:

- находиться на расстоянии не ближе четырех диаметров ветроколеса до ближайшей ВЭУ (для ВЭС с плотной компоновкой и преобладающим направлением ветра);
- находиться на расстоянии не ближе 2,5 диаметров ветроколеса до ближайшей ВЭУ (для мест с редкими изменениями направления ветра);
- ни при каких условиях расстояние между метеорологической мачтой и ближайшей ВЭУ не должно быть менее двух диаметров ветроколеса.

6.1.3 Точки дополнительных измерений необходимо выбирать так, чтобы была возможность измерять параметры ветра в любом направлении.

6.1.4 Точки дополнительных измерений не должны находиться близко к местам основных топографических или рельефных изменений и преградам.

6.1.5 Значения параметров ветра следует измерять на высоте ступицы ВЭУ.

6.1.6 Измеренные данные должны быть представлены в виде статистических данных за 10-минутные интервалы времени. Должны быть получены средние значения мощности, скорости ветра и

направления ветра; минимальное, максимальное, стандартное отклонения и др. статистические данные также могут быть полезными.

6.2 Измерения скорости ветра

6.2.1 Климатические условия во время измерения скорости ветра должны соответствовать долгосрочным климатическим условиям местности (например, температура окружающей среды, плотность воздуха, уровни устойчивости атмосферы, осадки, направление и скорость ветра). Обычно требуется проведение измерений при климатических условиях, наиболее характерных для всего года.

6.2.2 Любое испытание для ВЭС по сопоставлению режимов ветра должно проводиться длительное время с более широким разнесением точек для сопоставления и требует выполнения большего числа измерений по направлениям ветра, чем указано в ГОСТ Р 54418.12.1.

6.2.3 В случае испытания с ограниченной продолжительностью, необходимо провести дополнительные измерения для анализа искажений.

Факторы, на которые следует обратить внимание – турбулентность атмосферы и плотность воздуха.

6.3 Производительность ВЭС

6.3.1 Условия испытания по оценке производительности ВЭС должны соответствовать долгосрочным климатическим условиям территории размещения.

6.3.2 Продолжительность рекомендуемого полного испытания должна составлять 1 год; в анализе также должны быть использованы промежуточные результаты.

6.3.3 Если продолжительность испытания менее одного года, то необходимо провести корректировку полученных данных.

6.3.4 Средняя плотность воздуха во время испытания в соответствии с 6.3.3 может иметь отклонения от характерного значения для долгосрочного периода; в этом случае необходимо повторно определить ожидаемые результаты производительности ВЭС.

6.3.5 Если в момент съема данных метеорологическая вышка находилась в зоне аэродинамического препятствия или следа ВЭУ, то эти данные из анализа должны быть исключены.

7 Оборудование для испытаний

7.1 Общие положения

7.1.1 В документах на оборудование для испытаний должны содержаться следующие данные: класс точности и данные о достоверной калибровке оборудования, по которым можно рассчитать погрешность прибора. Оборудование должно быть откалибровано, причем срок проведения следующей калибровки оборудования должен превышать срок испытаний, а при продлении испытаний необходимо провести калибровку или замену определенных средств измерений во время испытания.

7.1.2 Средства измерений должны применяться в эксплуатационных режимах, указанных в документах на средства измерений; это относится в частности к работе анемометров в холодное время.

7.2 Измерение выработки электрической энергии/мощности

7.2.1 Среднюю выработку электроэнергии измеряют в киловатт-часах измерительным прибором. Измерения допускается проводить при помощи датчика трехфазной мощности.

7.2.2 Класс точности измерительного прибора для измерения выработки электрической энергии должен быть указан в паспорте; должен быть приложен сертификат о проведении калибровки.

7.2.3 Измерительный прибор для измерения выработки электрической энергии должен быть установлен в точке подключения к энергосистеме; если существует несколько точек подключения, то необходимы отдельные приборы в каждой точке.

7.2.4 В некоторых случаях необходимо наблюдать за другими зависимыми переменными; к таким переменным относятся потребление реактивной мощности, максимальный расход и, если большое значение имеет почасовая зависимость тарифов, тогда еще и время.

Кроме того, иногда бывает необходимо измерить данные по выходной мощности для каждой отдельной ВЭУ.

7.3 Измерение скорости ветра

7.3.1 Датчики скорости (анемометры) ветра должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 54418.12.1.

7.3.2 Датчики скорости (анемометры) размещают на каждой метеорологической мачте на высоте оси ВЭУ и на вертикальном столбе, возвышающемся над вершиной вышки. Если анемометр размещен на горизонтальной штанге, то в случае воздействия на него возмущенного воздушного потока от конструкции мачты, данные этого анемометра должны быть исключены.

7.3.3 Штанги при использовании на дополнительных вышках М3 и М4 должны быть установлены так, чтобы они были обращены в сторону от центра ВЭС, в соответствии с приложением Д.

7.3.4 На каждой метеорологической мачте рекомендуется устанавливать несколько анемометров либо устанавливать их по направлению преимущественного направления ветра.

7.3.5 Во время испытания по сопоставлению ветровых режимов на опорной вышке (например, вышке М2 в соответствии с приложением Д) должно находиться достаточное количество анемометров, обеспечивающих проведение достоверных измерений скорости ветра в полном диапазоне направлений, составляющем 360°; дополнительные анемометры на каждой вышке могут использоваться в качестве резервных.

7.4 Измерение направление ветра

Каждая метеорологическая вышка должна быть оборудована флюгером, расположенным на высоте ступицы ветроколеса, но установленным так, чтобы он не был помехой для анемометра.

7.5 Измерение плотности воздуха

7.5.1 Плотность воздуха для проверки достоверности полученных результатов необходимо контролировать. Диапазон полученных во время испытаний значений плотности должен соответствовать значениям, соответствующим заявленным ожидаемым результатам по объему выработки электроэнергии. Плотность воздуха необходимо измерять с учетом измерений температуры воздуха и атмосферного давления.

7.5.2 Температура воздуха должна измеряться в месте нахождения опорной метеорологической вышки или в точке, которая является показательной точкой ВЭС. Как правило, показательная точка ВЭС находится на высоте ступицы ветроколеса.

Для ВЭС, у которой разница возвышения высот опорной и измерительной вышки значительна, например, 100 м, необходимо проводить дополнительные измерения.

Датчики барометрического давления следует размещать в тех же точках, что и опорный датчик температуры, на высоте ступицы.

7.6 Осадки

Необходимо наблюдать за типом и интенсивностью осадков, наблюдения должны быть зафиксированы; отклонения в условиях испытания должны быть отражены в отчетной документации.

7.7 Состояние ВЭУ

Необходимо фиксировать состояние каждой ВЭУ на ВЭС, то есть определить, находится ли ВЭУ в работоспособном состоянии (способна ли она вырабатывать энергию), и находится ли она в данный момент в состоянии производства электроэнергии.

7.8 Отчетная документация

Данные о выполнении технического обслуживания и ремонтов как ВЭС в целом, так и отдельных ВЭУ во время проведения испытания должны быть отражены в отчетной документации. В отчетную документацию также необходимо вносить записи о ремонте и техническом обслуживании системы регистрации данных.

7.9 Система сбора данных

7.9.1 Допускается использовать различные типы баз данных.

7.9.2 Если отдельные устройства, используемые в испытаниях, размещаются в разных местах (например, система для определения состояния ВЭУ, матричные принтеры, располагающиеся на каждой метеорологической мачте или в точке общего подключения к электрической сети), то они должны быть синхронизированы по времени.

7.9.3 У каждой базы данных, независимой или являющейся встроенной в систему управления ВЭС, функции и точность должны быть верифицированы.

7.9.4 Базы данных должны осуществлять выборочный контроль аналоговых каналов с частотой 0,5 Гц и выводить по всем каналам средние за 10 мин значения мощности, скорости и направления ветра. Необходимо также оценивать погрешности, которые может вызвать невыполнение данного требования.

8 Сопоставление ветровых режимов в измерительных и опорных точках

8.1 Измерения корреляции воздушного потока необходимо проводить до ввода ВЭС в эксплуатацию для установления зависимости скорости ветра и направления ветра в измерительной точке (точках) и опорной точке в определенных секторах ветров.

8.2 Целью измерения корреляции является сбор достаточного объема и качества данных для описания длительных корреляций скорости и направления ветра в опорной точке и в точке, предназначенной для дополнительных измерений.

8.3 Установление зависимости ветровых режимов приводится в приложении Г.

8.4 Если испытание длится менее 12 мес, то необходимо провести дополнительные измерения для определения распределения вероятности турбулентности и плотности воздуха, чтобы исключить возможные искажения результатов, не характерные для длительного периода времени измерений.

8.5 Все действия при проведении измерений необходимо документировать.

8.6 Сбор данных

8.6.1 Должны быть собраны данные по средним значениям скорости ветра и направления ветра, усредненные за 10-минутные интервалы времени.

8.6.2 Должны быть собраны данные по плотности воздуха (с учетом температуры окружающей среды и атмосферного давления).

8.6.3 Для площадок с суровыми климатическими условиями необходимо контролировать температуру воздуха на соответствие диапазону рабочих температур анемометров. Следует проводить мгновенные измерения температуры воздуха каждые 10 мин.

8.6.4 Для получения более полных статистических климатических данных во время испытания рекомендуется контролировать интенсивность турбулентности и изменчивость направления ветра. В этом случае выборка данных должна проводиться с частотой 0,5 Гц или более. Процесс регистрации данных должен быть непрерывным.

8.6.5 Должен быть сформирован архив данных за каждые 10 мин.

8.6.6 Скорость и направление ветра должны контролироваться в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1.

8.7 Отбор данных

8.7.1 Анемометры должны размещаться на высоте оси ВЭУ, выше метеорологической мачты.

8.7.2 Из рассмотрения должны быть исключены измеренные анемометрами ВЭУ данные по скорости ветра, если анемометры располагались ниже метеорологической мачты по течению воздушного потока и находились в зоне ее аэродинамического следа.

8.7.3 Если метеорологические условия не соответствуют условиям работы датчиков, то показания датчиков должны быть исключены. В частности, это относится к анемометрам, работающим в зонах с холодным климатом. Данные, полученные при помощи анемометров, имеющих обледенение, необходимо исключить.

8.7.4 Данные по направлению и скорости ветра, полученные с любой измерительной мачты, должны быть исключены, если измерительная мачта находится в зоне аэродинамического следа любой ВЭУ во время ее работы.

8.7.5 Характеристики аэродинамического следа необходимо определять по ГОСТ Р 54418.12.1.

8.8 Корректировка данных

Для получения более высокой точности данные по скорости ветра могут быть откорректированы при блокировке вышки и при помощи динамической фильтрации, что следует отразить в отчетной документации.

8.9 Продолжительность испытания

Для территорий без выраженных годовых климатических изменений сопоставление скорости ветра может быть независимым от времени года. Для территорий с выраженной сезонностью климатических изменений испытания должны длиться 12 мес; в реальных условиях настоящее требование может выполняться в редких случаях, поэтому для определения требуемой продолжительности испытания необходимо использовать критерий минимального выполнения по 8.11.1.

8.10 База данных

8.10.1 Цель сопоставления ветровых режимов – определить соотношение скорости ветра и направления ветра в опорных точках и точках дополнительных измерений.

8.10.2 Для каждого 10-минутного промежутка времени m=1 ... M должны быть получены и сохранены для всех точек, как в опорных r, так и в дополнительных s следующие данные:

- дата;

- время;
- скорость ветра, осредненная за 10 мин, $u_{m,r}$, $u_{m,s}$;
- направление ветра, осредненное за 10 мин, $\theta_{m,r}$, $\theta_{m,s}$.

8.10.3 В дополнение к данным, полученным в опорной точке, могут быть сохранены значения следующих параметров:

- локальная температура за 10-минутный интервал времени;
- локальное атмосферное давление за 10-минутный интервал времени;
- выведенная плотность воздуха.

8.10.4 Дополнительные статистические данные должны включать в себя:

- стандартное отклонение скорости ветра;
- стандартное отклонение направления ветра;
- тип и интенсивность осадков.

8.11 Анализ результатов

Анализ должен быть проведен для каждой дополнительной измерительной метеорологической вышки. Для анализа должны использоваться данные, полученные с конкретной вышки, предназначенной для дополнительных измерений, и данные с опорной вышки.

8.11.1 Данные по скорости ветра

По умолчанию усредненные данные по скорости ветра за 10-минутный промежуток времени должны быть распределены в зависимости от секторов j, j=1 ... M шириной не более 30° и направлением, указанным в перечне данных дополнительной вышки.

Размер сектора не должен превышать 30°, в обоснованных случаях следует выбирать меньшие значения размеров секторов.

Для площадок с существенными аэродинамическими препятствиями и сложным ландшафтом, для которых характерна зависимость объема производства электроэнергии от направления ветра, размеры секторов для каждой ВЭУ должны гарантировать хорошее определение зависимости производительности электрической энергии от направления ветра. Необходимо также учитывать влияние аэродинамических следов ВЭУ. Для каждого перечня отсортированных данных регрессионный анализ должен быть проведен с учетом скорости ветра, полученной с опорной вышки.

Необходимо получить коэффициенты регрессии (наклон линии регрессии A_j и отрезок, отсекаемый линией регрессии на координатной оси B_j), и статистическую погрешность.

Размеры индивидуального сектора должны быть уменьшены, если режим ветра в точке является остронаправленным, а также если в данном секторе сосредоточено большое количество доступных данных и наблюдается очевидное быстрое изменение в наклоне линии регрессии внутри сектора.

Перечень данных для каждого интервала направлений может считаться полным, если в этих интервалах значения средних скоростей ветра для всех собранных данных являются характерными значениями скоростей, ожидаемыми во время последующей оценки производительности, и статистическая погрешность предполагаемой опорной скорости ветра, выведенной при данной скорости ветра из коэффициентов регрессии, будет ниже 0,5 %.

8.11.2 Данные по направлению ветра

Для каждого 10-минутного интервала времени m необходимо рассчитать разницу в среднем направлении ветра $\theta_{m,r}$-$\theta_{m,s}$, зафиксированную на опорной и дополнительной мачтах.

Данные по направлению ветра должны быть сгруппированы по тем же секторам, что и значения скорости ветра.

Для каждого сектора j должны быть выведены средняя перемена направления C_j (положительное изменение направления ветра по компасу) или обратное направление (отрицательное изменение направления по компасу), а также среднее направление $\theta_{j,s}$ внутри сектора.

9 Метод определения эффективности ВЭС

9.1 Цель метода измерения – собрать базу данных достаточного объема и качества для определения с требуемым уровнем точности следующих параметров:

- ветрового режима во время испытания по частоте появления конкретной скорости ветра и направления ветра;
- средней выработки электроэнергии (или суммарной выработки электроэнергии) во время испытания;
- энергетических характеристик ВЭС в соответствии с интервалом скорости ветра и сектором направления ветра.

9.2 Состояние ВЭС

Во время испытания ВЭС должна работать в нормальном режиме. Готовность в работе конкретных ВЭУ должна быть зафиксирована в отчетной документации с целью их идентификации в случае работы ВЭС не на полную мощность. Обычно определяют, готовы ли к работе отдельные ВЭУ и если да, то функционируют ли они.

Какие-либо специальные требования к последовательности операций и техобслуживанию, способные повлиять на работоспособность ВЭС, не применяются во время испытания.

9.3 Сбор данных

Необходимо собрать следующие данные для каждой дополнительной метеорологической измерительной вышки:

- скорость ветра, осредненная за 10-минутный интервал времени $u_{m,s}$;
- направление ветра, осредненное за 10-минутный промежуток времени $\theta_{m,s}$.

Для точки общего подключения к электрической сети необходимо собрать следующие данные: трехфазную мощность, усредненную за 10-минутный интервал времени или суммарную выходную мощность P_m за 10-минутный интервал времени.

Для конкретных ВЭУ:

- климатические параметры и состояние ВЭУ во время каждого 10-минутного интервал времени;
- дополнительно среднюю выработку электроэнергии за 10-минутный интервал времени.

Если испытание длится не менее 12 мес, проводят следующие измерения:

- температура окружающего воздуха, усредненная за 10 мин;
- точечное измерение атмосферного давления воздуха за 10 мин.

Сбор данных должен проводиться последовательно и непрерывно в течение 10-минутных интервалов времени. Если используются интегрирующие датчики, то скорость ветра и выработка электроэнергии ВЭС могут измеряться один раз за 10-минутный интервал времени. На основе полученных измерений вычисляют среднюю скорость ветра и среднюю выработку электроэнергии.

Если используются аналоговые преобразователи, то частота выборки должна быть не ниже 0,5 Гц. Данные о направлении ветра должны записываться с частотой выборки не менее 0,5 Гц. Давление воздуха и температуру допускается записывать один раз за 10-минутный интервал времени.

9.4 Отбор данных

Для каждого 10-минутного интервала времени на каждой вышке должны быть проведены измерения скорости и направления ветра с целью выявления аэродинамических следов от препятствий, соседних ВЭУ или элементов конструкции вышки. В этом случае данные, полученные с этой вышки, не учитывают.

Другие причины для исключения данных:

- поломка контрольно-измерительной аппаратуры;
- работа контрольно-измерительной аппаратуры в условиях, не соответствующих условиям, указанным в паспортах на аппаратуру;
- нарушение электроснабжения;
- существенное изменение конфигурации ВЭУ, требующее начать с начала полное испытание.

В документации на испытания должны быть отражены условия, при которых учитываются вышеперечисленные данные.

Если все ВЭУ являются работоспособными, но по причине изменения ветра на территории ВЭС работают и вырабатывают энергию только несколько из них, то должны учитываться данные от всех ВЭУ.

Если неполадки в энергосети привели к отключению одной или нескольких ВЭУ, то эти данные не учитывают. Однако, если работа ВЭС организована в режиме ограничения мощности и для этого требуется отключить одну или несколько ВЭУ (ограничения накладываются при помощи конструкторских решений), то данные учитывают.

Остановка работы ВЭУ для проведения технического обслуживания должна считаться нормальным режимом, в отличие от остановки для проведения ремонта, что должно быть отражено в документации на испытания. В документации на испытания также должны быть установлены условия, при которых необходимо проведение повторных испытаний (в случае изменений в управлении ВЭУ и аэродинамических настройках).

9.5 Корректировка данных

На данные измерения скорости можно наложить поправку на блокировку вышки и динамические эффекты.

В данные измерений давления и температуры вносят поправку, если измерения проводились не на высоте ступицы в выбранном опорном месте.

9.6 База данных

База данных должна охватывать полный рабочий диапазон мощности ВЭС относительно скорости и направления ветра (можно не учитывать направления, которые вносят незначительный вклад в годовую выработку энергии). Полный рабочий диапазон должен быть определен до начала испытания.

Если продолжительность испытания составляет менее 12 мес, то для каждого сектора направлений ветра должно быть установлено минимальное число принимаемых значений максимальной скорости ветра и требуемого числа учитываемых данных для каждой части диапазона скорости ветра.

9.7 Продолжительность испытания

Продолжительность испытания должна быть согласована с заинтересованными сторонами.

Полная продолжительность испытания должна составлять в течение 12 мес, что позволит выполнить наблюдения за широким диапазоном условий окружающей среды, характерных для каждого времени года.

10 Производительность ВЭС

10.1 Определение опорных скоростей и направлений ветра

Для каждого 10-минутного интервала времени средняя скорость и направление ветра, которые будут измеряться в опорной точке до установки ВЭС, должны быть вычислены следующим образом:

На каждое измеренное направление ветра $\theta_{m,s}$ вводится поправка направления ветра, определенная в соответствии с 8.11.2, для получения более точного результата $\hat{\theta}_{m,r}$ соответствующего направления ветра в опорной точке:

$$\hat{\theta}_{m,r} = \theta_{m,s} + C \qquad (1)$$

где C – поправочная составляющая, полученная по результатам испытания на сопоставление режимов ветра, где

$$C = \frac{(\theta_{m,s} - \theta_{j,s})}{(\theta_{j+1,s})}(C_{j+1} - C_j), \qquad (2)$$

где $\theta_{j,s} \lhd \theta_{m,s} \le \theta_{j+1,s}$.

Вводится регрессионные коэффициенты по 8.11.1 на данные скорости ветра в месте дополнительных измерений для получения более точных результатов $\hat{u}_{m,r}$ соответствующих значений в опорном месте:

$$\hat{u}_{m,r} = Au_{m,s} + B, \qquad (3)$$

где A и B – получены на основе соответствующих значений A_j и A_{j+1} и B_j и B_{j+1}.

Если на нескольких измерительных вышках получены достоверные данные, то необходимо получить более точные значения опорной скорости ветра и направления ветра путем усреднения полученных достоверных данных.

Измерения ветровых режимов должны сопровождаться оценкой погрешности в соответствии с приложением Б.

10.2 Выработка электроэнергии

Если длительность испытания равна 12 мес, данные по мощности не корректируют из-за влияния плотности, но, если в измерениях плотности наблюдаются сильные сезонные изменения, то желательно разделить комплект данных для сравнения с данными по заявленной сезонной производительности (при их наличии).

Если испытание продолжается более короткий срок, то необходимо представить распределение плотности атмосферы и сравнить его со значением (или распределением), используемым при расчете предварительной производительности ВЭС. В случае получения больших

расхождений необходимо установить их причину и решить вопрос о пересмотре заявленного значения производительности ВЭС. Среднюю выработку электроэнергии рассчитывают как среднее значение всех достоверных измерений выработанной электроэнергии.

Анализ выработки электроэнергии должен сопровождаться оценкой погрешности в соответствии с приложением Б. Распределение плотности воздуха, связанное с достоверными данными, необходимо проверить и вычислить среднее значение и его стандартное отклонение. Должны быть вычислены распределения других метеорологических факторов, например, температуры окружающей среды и интенсивности турбулентности, которые контролировались в реальном времени во время испытания. Необходимо также получить статистические данные по работоспособности ВЭУ.

10.3 Определение показателей мощности

Дополнительно необходимо определить и зафиксировать в отчете измеренные показатели мощности.

Данные показателей $\hat{\theta}_{ni,r}$, $\hat{u}_{ni,r}$ и ρ_m должны быть рассортированы по соответствующим секторам направлений в соответствии с полученным направлением ветра в опорной точке.

Секторы должны быть идентичны секторам, используемым при калибровке средств измерений в конкретном секторе 5.6.1.

Для каждого сектора направлений скорости ветра, усредненные за 10 мин, должны быть рассортированы в соответствии с методом бинов в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1 по интервалам 0,5 м/с, i=1 ... N.

Из этого комплекта данных для каждой комбинации интервала скорости ветра и сектора направлений ветра рассчитывают общие время, энергию, среднюю мощность P_i, среднюю скорость ветра U_i, и среднее направление ветра θ_i.

Если для испытания согласовано несколько опорных метеорологических точек, то показатели мощности должны быть вычислены отдельно для каждой точки.

11 Определение погрешности

Сопоставление ветровых режимов и оценка эффективности должны сопровождаться подробным анализом погрешности измерений.

Измеряемыми величинами должны быть средняя мощность во время испытания, а также средние скорости ветра, полученные «методом бинов», для различных секторов направлений ветра.

Погрешность в средних скоростях и направлениях ветра должна вводиться при установлении погрешности в прогнозируемой выработке энергии P_p (см. раздел 13).

Анализ погрешности приведен в приложении Б.

12 Требования к отчетной документации

В отчетной документации должны быть отражены следующие данные:

а) описание ВЭУ;

б) топографическую карту местности, на которой показаны схема расположения ВЭС, места размещения опорной и дополнительных вышек;

в) основные аэродинамические препятствия;

г) описание аппаратуры и систем данных, используемых для испытаний;

д) сертификаты калибровки для всего используемого оборудования (приложение).

е) общее описание испытания:

1) хронологическое описание испытаний с указанием дат и основных ключевых событий во время испытаний;

2) расчеты по сопоставлению ветровых режимов:

- запись о доле успешных попыток сбора данных и отклонения данных во время испытания по сопоставлению ветровых режимов;

- краткий отчет по количеству и диапазону скорости ветра и о данных, собранных во время испытания по сопоставлению ветровых режимов, для каждого сектора направлений;

- факторы регрессии скорости ветра и поправочные составляющие направления ветра для каждого сектора направлений;

- погрешности, связанные с сопоставлением ветровых режимов;

-примененные нестандартные и не экспериментальные методы испытаний.

При проверке показателей мощности следует указать:

- критерии отклонения данных при проверке производительности;

- запись о доле успешных попыток сбора данных и об отклонениях данных на этапе проверки эффективности;

- опорную точку, распределение вероятностей параметров скорости ветра и направления ветра, описывающих ветровые режимы, наблюдаемые во время испытания;

- распределения вероятностей других значимых метеорологических параметров, наблюдаемых во время испытания;

- среднюю выработку электроэнергии в допустимых периодах времени;

- показатели мощности ВЭС по двум параметрам, относящиеся к опорной точке (дополнительно);

- краткое описание источников и влияния погрешности, полученных на основании измерения.

В отчетную документацию может быть также включена интерпретация результатов в виде оценки производительности ВЭС по сравнению с ожидаемыми значениями вырабатываемой мощности и гарантиями поставщика (см. раздел 13).

13 Оценка производительности по сравнению с ожидаемой производительностью

При первичном использовании результатов проводят оценку соответствия ожидаемой производительности ВЭС измеренной производительности с учетом допустимой погрешности.

В соответствии с 2.1, при проведении оценки соответствия ожидаемой и измеренной производительности ВЭС (или средней выработки электроэнергии) допускается сокращение сроков испытания по сравнению с рекомендуемой продолжительностью в течение одного года; продолжительность испытания должна быть согласована между сторонами, проводящими испытания.

Для построения графика производительности на рисунке 1 необходимо провести перекрестную интеграцию с распределением вероятностей, описывающих ветровые режимы.

График производительности должен включать в себя сравнение реальной измеренной средней выработки электроэнергии P_m, обычно измеряемой с установленной точностью, с прогнозируемой производительностью, основанной на данных ветровых режимов. Хотя прогнозируемые, а точнее заявленные показатели мощности ВЭС могут считаться точными, прогнозируемая мощность зависит от показателей ветрового режима, измерения которых могут отличаться значительной погрешностью.

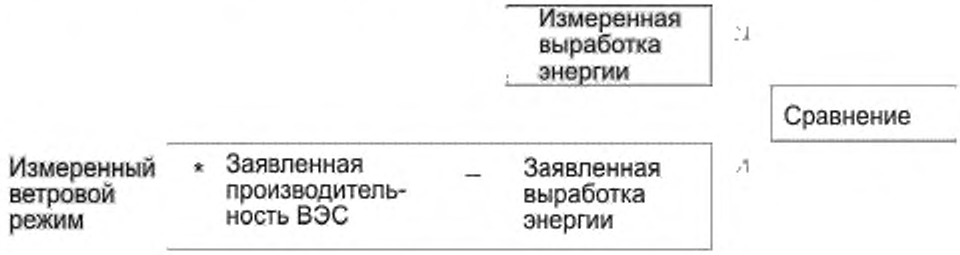


Рисунок 1– График производительности

Оценка соответствия заявленной выработки электроэнергии измеренным значениям должна быть выполнена в соответствии с приведенной ниже методикой.

Измеренный ветровой режим должен быть представлен как дискретное распределение вероятности двух параметров $f(u_i,\theta_j)$, где $i=1..N$ и N – число интервалов скорости ветра, а $j=1...M$ и – число интервалов направления ветра f которое необходимо привести к $\Sigma f = 1$.

Прогнозируемая производительность ВЭС должна быть представлена в виде дискретной матрицы двух параметров с диапазоном скорости и направления ветра, являющимися независимыми параметрами и выработкой электроэнергии, являющейся зависимым параметром $p(u_i,\theta_j)$.

Интегрированную прогнозируемую выработку электроэнергии P_p можно записать в следующем виде:

$$P_p = \sum_{j}^{M} \sum_{i}^{N} f(u_i,\theta_j)\, p(u_i,\theta_j), \qquad (4)$$

Погрешности в оценках P_m и P_p, U_{Pm} и U_{Pp} должны быть оценены в соответствии с

приложением Б.

Значения измеренной и прогнозируемой выработки электроэнергии должны быть реально представлены в виде $\hat{P}_p$, $\hat{P}_m$.

Зная оценки и объединенные стандартные погрешности, можно определить распределения вероятностей для измеренной $f(P_p)$ и прогнозируемой $f(P_m)$ выработке энергии следующим образом:

$$f(P_p) = \frac{1}{\sqrt{2\pi U_{Ep}}} \exp\left(- \frac{\left(P_p - \hat{P}_p\right)^2}{2U_{Ep}^2} \right) \quad (5)$$

и

$$f(P_m) = \frac{1}{\sqrt{2\pi U_{Em}}} \exp\left(- \frac{\left(P_m - \hat{P}_m\right)^2}{2U_{Em}^2} \right) \quad (6)$$

Вероятность того, что измеренное значение выработки энергии $f(P_p)$ превышает прогнозируемое (или гарантированное) значение, $f(P_m)$ определяется в соответствии с формулой

$$p(P_m > P_p) = \int_0^\infty f(P_m) \left(\int_0^{P_m} f(P_p) dP_p \right) dP_m \quad (7)$$

Графическое отображение формулы (7) показано на рисунке 2. Распределения измеренной и прогнозируемой выработки электроэнергии показывают правдоподобие верных измеренных параметров, соответствующих обычным значениям энергии. Для данного примера P_m соответствует 100 %, P_p соответствует 95 %, U_m соответствует 5 % и U_p соответствует 1 %.

Вероятность для $p(P_m>P_p)$ того, что значение P_m превышает P_p, в соответствии с вышеуказанным выражением составляет 86 %.

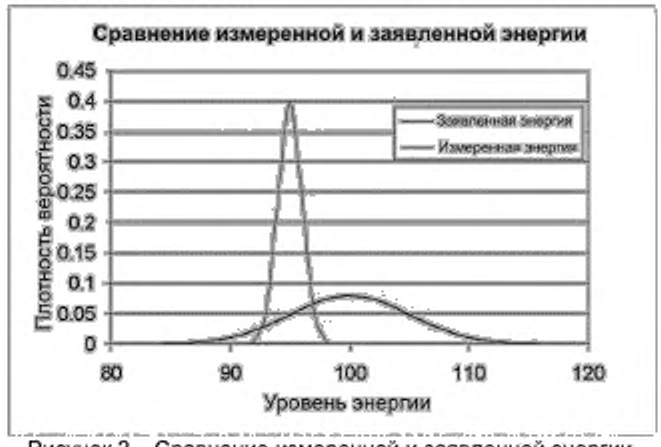


Рисунок 2 – Сравнение измеренной и заявленной энергии

В большинстве случаев погрешность P_m будет низкой по сравнению с погрешностью P_p.

Приложение А
(справочное)

Различие и сходство с ГОСТ Р 54418.12.1

В соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1 для отдельных ВЭУ необходимо выполнить:

- измерения скорости ветра, направления ветра, выходной электрической мощности и плотности воздуха;
- формирование статистики за 10 минутный период для этих величин;
- использовать метеорологическую мачту, установленную «против течения» на расстоянии в 2.5 раза больше диаметра ветроколеса ВЭУ для сбора метеорологических данных;
- перед размещением ВЭУ на любой местности, кроме очень плоской территории, калибровка датчиков для измерения потоков ветра между точками размещения метеорологической мачты и ВЭУ, на месте которой установлена временная мачта и последующее использование этой калибровки, чтобы скорректировать скорости ветра, измеренные при действительной проверке показателей мощности;
- использование направлений ветра в качестве средства фильтрации для обеспечения гарантии отсутствия влияния аэродинамических следов других ВЭУ на место измерения скорости ветра;
- использование плотности воздуха в качестве средства нормализации;
- обработка данных в соответствии с методом бинов, в результате чего данные по мощности собираются и затем усредняются в соответствии с диапазоном (бином) скорости ветра 0.5 м/с, в который входит соответствующая скорость ветра, в результате данного анализа строится «кривая мощности»;
- точная оценка и количественный анализ широкого диапазона источников погрешности;
- снижение кривой мощности до однозначных чисел, соответствующих годовой выходной энергии (т.е. средняя выходная энергия), которая могла бы вырабатываться для диапазона распределений условной годовой скорости ветра;
- соответствующий анализ общей погрешности.

Настоящий стандарт по определению мощности ВЭС во многих аспектах аналогичен, но имеет незначительное отличие в других аспектах.

Наиболее существенное отличие заключается в том, что метеорологические условия измеряются в произвольной, заявленной точке, а не на самой ВЭУ, которая не является значимой в настоящем стандарте. Это ослабляет «физическую» связь между измерениями ветра и мощности.

Из-за произвольности расположения опорных точек нет необходимости в испытании на сравнение режимов ветра. Сравнение режимов ветра является необходимым при наличии конкретной причины для интерпретации всех данных по режимам ветра в точках, где частично или полностью невозможно проведение измерений ветровых режимов при проверке показателей мощности.

Не требуется проводить нормализацию плотности воздуха к данным мощности или скорости ветра; вместо этого требуется, чтобы распределение плотности, наблюдаемое при испытании, было сопоставимо с тем, которое использовалось в заявленной производительности.

Приложение Б
(обязательное)

Оценка погрешности в отчетных данных

Б.1 В настоящем приложении приведен способ оценки погрешности, относящейся к измеряемой выработке электроэнергии и прогнозируемой выработке энергии. Если первую измеряемую выработку электроэнергии легко оценить полностью, то прогнозируемая выработка зависит от измеряемых ветровых режимов и, следовательно, сравнения ветровых режимов.

Б.2 Измеряемая выработка электроэнергии

Источники погрешности, которые необходимо рассмотреть:

- погрешность калибровки датчика мощности;
- погрешность преобразователя тока и измерителя напряжения;
- погрешность системы обработки данных;
- статистическая погрешность.

Централизованной системе контроля соответствует определенная схема цепочки погрешностей.

Для того чтобы оценить воздействие источников погрешности на измеряемую выработку электроэнергии, необходимо:

- указать источники составляющих погрешности;
- оценить их значение в зависимости от стандартной погрешности;
- оценить коэффициент чувствительности для каждого источника погрешности (воздействие, погрешность которого в данном источнике имеет большее значение, чем погрешность в выработке энергии);
- установить для каждого источника погрешности в свою очередь воздействие на погрешность в выработке электроэнергии (произведение стандартной погрешности на коэффициент чувствительности);
- указать, являются ли источники погрешности независимыми или связанными между собой;
- объединить вместе взаимосвязанные составляющие погрешности, добавляя их в квадратуру последовательно и впоследствии добавляя к ним объединенные составляющие.

Б.3 Прогнозируемая выработка электроэнергии

Необходимо учитывать следующие источники погрешности:

- для скорости ветра, измеренной на вспомогательной(ых) вышке(ах):

калибровка анемометра,

влияния от эксплуатации и монтажа анемометра,

влияния цепочки данных,

статистические погрешности;

- для направления ветра:

погрешности размещения,

погрешности от системы обработки данных;

- при преобразовании ветровых условий для опорной точки:

погрешности типа В, связанные с калибровкой измерителей потока на площадке,

статистические погрешности в соотношении между скоростями ветра, измеренными в опорной и дополнительной точках,

статистические погрешности в соотношении между направлениями ветра, измеренными в опорной и дополнительной точках;

погрешности системы обработки данных.

Источники погрешности должны быть указаны, подсчитаны относительно стандартной погрешности с учетом установленных коэффициентов чувствительности и составляющих погрешности как взаимосвязанных или независимых относительно друг друга и относительно диапазонов скорости ветра и направления ветра.

Следует также рассмотреть погрешности, связанные с тем, являются ли данные характерными (для периода свыше одного года являются характерными, но для более коротких периодов – не являются).

Примечание – В соответствии с разделом 10 было указано, что если при оценке средней выработки энергии применяется метод распределения скорости ветра и направления ветра, то общая прогнозируемая средняя выработка энергии P_p определяется по формуле

$$P_p = \sum_{j}^{M} \sum_{i}^{N} f(u_i, \theta_j) p(u_i, \theta_j). \qquad (Б.1)$$

При оценке погрешности U_{Pp} в P_p необходимо рассматривать только погрешности в $f(u_i,\theta_j)$. Погрешности в $p(u_i,\theta_j)$ не относятся к погрешностям измерений в испытании, поэтому считается нецелесообразным их оценивать и учитывать. Такие погрешности отражают недостатки в процессе разработки ВЭС. Что касается двумерного распределения $f(u_i,\theta j)$, в качестве справедливого приближения можно считать:

- многие источники погрешности взаимосвязаны через бины скорости ветра (и, следовательно, для каждого источника компоненты погрешности средней мощности в бинах суммируются);
- многие источники погрешности не взаимосвязаны через сектора направления ветра (и, следовательно, для каждого источника вышеуказанные объединенные компоненты погрешности суммируются в квадратуре через данные сектора);
- многие источники погрешности являются взаимно независимыми (и, следовательно, объединенные компоненты погрешности в бинах и секторах суммируются по квадратуре).

Выраженный математически и пошагово процесс оценки является следующим:

Для K существующих источников погрешности значение соответствующей погрешности составляет a_k, (k = 1 ... K)

Шаг 1 – для каждой комбинации бина скорости ветра i, (i = 1 ... N) и сектора направления ветра j, (j = 1 ... M) оценивают погрешность u_{aijk} в каждом источнике a_k.

Шаг 2 – для каждой комбинации скорости ветра и направления ветра и для каждого источника погрешности оценивают коэффициент чувствительности (воздействия) $\frac{\partial p}{a_{ijk}}$, соединяющий погрешность в источнике с соответствующей погрешностью в мощности.

Шаг 3 – Для каждого источника погрешности оценить общий вклад в погрешность средней мощности от каждого сектора направлений суммируют через бины скорости ветра:

$$u_{p_{jk}} = \sum_{i=1}^{N} f(u_i, \theta_j) \frac{\partial p}{\partial a_{ijk}} u_{a_{ijk}}. \qquad (Б.2)$$

Шаг 4 – Для каждого источника погрешности, посекторно объединяют по квадратуре суммарные компоненты погрешности:

$$u_{p_k}^2 = \sum_{j=1}^{M} (u_{p_{jk}})^2. \qquad (Б.3)$$

Шаг 5 – В заключение, объединяют по квадратуре все сводные компоненты из различных источников погрешности.

$$u_p^2 = \sum_{k=1}^{K} (u_{p_k})^2. \qquad (Б.4)$$

Б.4 Коэффициенты чувствительности (воздействия) источника погрешности

Оценка погрешности измерений скорости ветра приведена в ГОСТ Р 54418.12.1. Данная методика может применяться для оценки соответствующих погрешностей величин в настоящем стандарте. В настоящем приложении представлено дополнительное руководство, являющееся наиболее подходящим для определения производительности ВЭС.

Коэффициенты чувствительности жестко связаны с заявленным показателем мощности ВЭС из-за погрешности измерения скорости ветра в определенном секторе, связанного с рельефом местности сектора, а также различиями в уровне показателя мощности из-за погрешности измерения направления ветра. между разными секторами.

Для погрешностей скорости ветра, используя бин скорости ветра и сектора направления ветра, коэффициент воздействия представлен $\frac{\partial p}{\partial u_i}$:

$$\frac{\partial p}{\partial u_{ij}} = \frac{p(u_{i+1}, \theta_j) - p(u_i, \theta_j)}{u_{i+1} - u_i}. \qquad (Б.5)$$

Для погрешностей направления ветра, коэффициент воздействия представлен $\frac{\partial p}{\partial \theta_{ij}}$:

$$\frac{\partial p}{\partial \theta_{ij}} = \frac{p(u_i, \theta_{j+1}) - p(u_i, \theta_j)}{\theta_{j+1} - \theta_i}. \qquad (Б.6)$$

Приложение В
(справочное)

Пример обработки измерений на конкретной ВЭС

В.1 В настоящем приложении представлен пример применения процедуры обработки.

Пример относится к ВЭС, состоящей из 14 ВЭУ, в которой представлены заявленные рабочие характеристики ВЭС. В настоящем примере данные реальной производительности сравнивают с спрогнозированными в результате локального мониторинга одновременно действующих ветровых режимов. Контролируемый опорный ветровой режим представлен в виде данных скорости и направления ветра, собранных на высоте ступицы за два месяца с двух метеорологических вышек, установленных в разных частях ВЭС.

Ниже кратко описаны площадка ВЭС и данные ВЭС, а также расчет кривых мощности ВЭС и их сравнение с действительной выработкой электроэнергии.

Пример представлен для демонстрации некоторых основных принципов с учетом некоторых ограничений, а именно:

- не проведено сравнения климатических условий, наблюдаемых во время испытания, с опорными режимами, наблюдаемыми на площадке в долгосрочном периоде, несмотря на продолжительность испытания, которое является значительно короче, чем установленный годовой период;

- отсутствие калибровки площадки для соответствующих условий на дополнительной вышке и опорных точек долгосрочного периода (это не является отклонением от стандарта, так как разрешено планировать испытание с использованием точек дополнительной вышки в качестве опорных точек, но это означает, что данная часть стандарта не подкрепляется информативным примером),

Однако, включены некоторые не нормативные данные такие как разбивка измерений по сектору направления.

В.2 Площадка ВЭС

Площадка ВЭС располагается на сложной территории. 14 ВЭУ, которые имеют одинаковую высоту ступицы 49 м, расположены в два ряда на различных возвышениях от 792 м до 930 м над уровнем моря (таблица В. 1). Места расположения ВЭУ являются открытыми, и в некоторых направлениях может наблюдаться градиент высоты более чем 200 м в радиусе 0,5 – 1 км (см. рисунок В.1).

Предполагается значительное влияние топографических / орографических данных местности на ветер, а также, в случае значительных погрешностей, выявленных в конструкторских расчетах, необходимость проведение испытания на определение мощности ВЭС на соответствие с заявленной.

Таблица В.1 – Конфигурация ВЭС

Индекс ВЭУ	Координаты		Высота, м, над уровнем моря	Индекс ВЭУ	Координаты		Высота, м, над уровнем моря
	Восток	Север			Восток	Север	
1	3234	5838	180	8	4363	4931	103
2	3352	5731	189	9	4861	5097	139
3	3486	5594	184	10	4943	4959	130
4	3723	5476	169	11	5025	4821	115
5	3911	5383	138	12	5136	4706	79
6	4117	5219	123	13	5285	4645	64
7	4283	5068	129	14	5423	4563	51

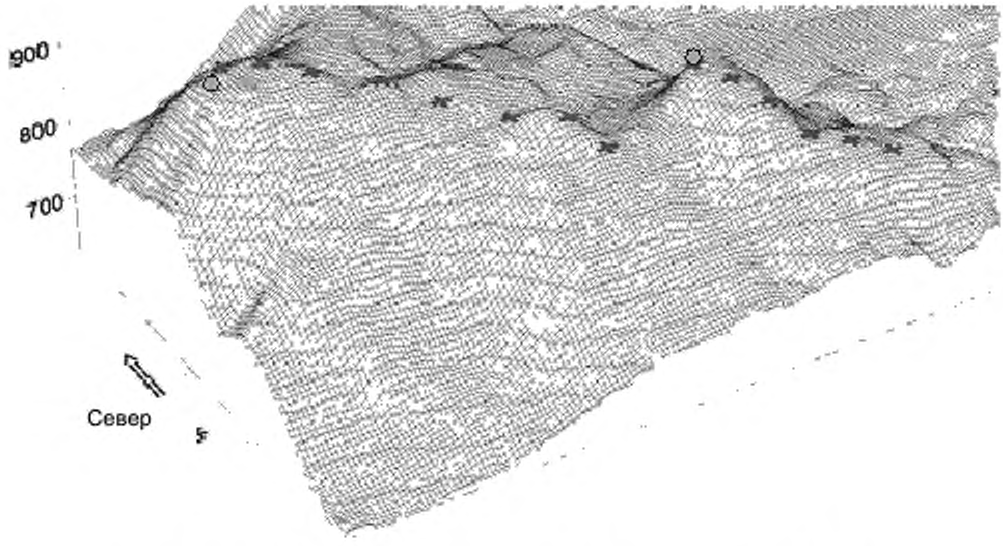


Рисунок В.1 – Трехмерный чертеж рельефа поверхности около ВЭС

ВЭУ отмечены синими крестами, выделенными жирным шрифтом; измерительные мачты отмечены желтыми точками. Каждая линия контура высоты представляет разницу в высоте в 20 метров. Каждая отметка на горизонтальной оси представляет расстояние в 500 м.

В.3 Данные измерения ветра

Две измерительные мачты устанавливают рядом с 14 ВЭУ, где измеряется скорость и направление ветра датчиками высокого качества на высоте ступицы. Одну вышку располагают к югу (южная вышка, координаты 5396, 5218 и высота 928 м), а другую к северу (северная вышка, координаты 7130, 4706 и высота 875 м).

Период пригодности набора выборочных данных для использования в расчетах ограничивают двумя месяцами.

Результаты измерений зависят от влияния возмущений в аэродинамическом следе.

Данные с направления север-северо-запад по часовой стрелке по направлению юг-юго-восток получены с северной вышки, данные с направления юг-юго-восток по часовой стрелке по направлению север-северо-западу получены с южной вышки, как показано на рисунках В.2 и В.3 соответственно.

Диапазон направления ветра 327.5° до 147.5°: распределение ветра с TM6 (Северная вышка)

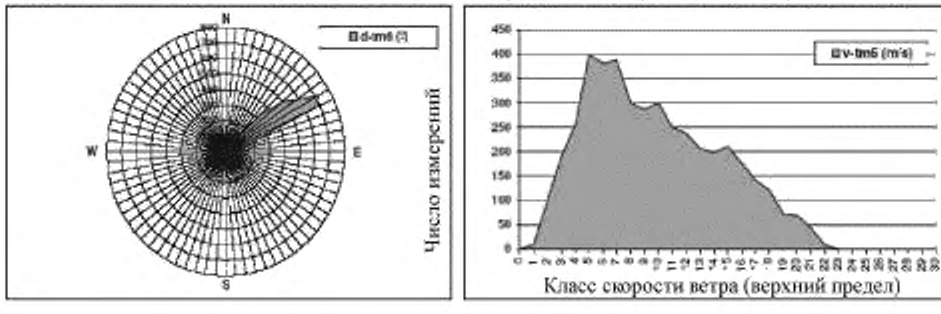


Рисунок В.2 – Достоверные данные, полученные с северной вышки

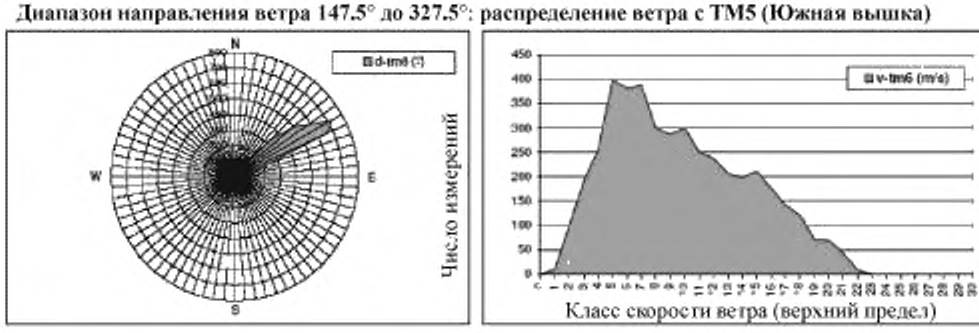


Рисунок В.3 – Достоверные данные, полученные с южной вышки

В.4 Измеряемые данные выработки электроэнергии ВЭС

Данные выработки и работоспособности передают с ВЭУ в виде усредненных значений за 10-минутный интервал.

Работоспособность ВЭУ в течение оценочного периода была приблизительно 100 %.

Полученные данные для ВЭС были измерены и относились к каждой отдельной ВЭУ, поэтому суммарные данные не отражали потери при электрическом распределении ВЭС. Точность измерений выработки электроэнергии не была проверена.

В.5 Расчет кривых мощности ВЭС

В соответствии с разделом 10, целью испытания является сравнение измеренных и заявленных (ожидаемых) данных по выработке электроэнергии.

В приведенном примере была получена «заявленная» рабочая характеристика образца, не являющаяся частью испытания, но представленная здесь, чтобы наглядно показать, как такая характеристика может быть получена.

График выработки мощности ВЭУ в соответствии с рисунком В.4 принят единым для всех ВЭУ. Такая кривая, как правило, может быть получена из конструкторского анализа или испытания в соответствии со стандартом ГОСТ Р 54418.12.1.

Не были выполнены проверки или регулировки ВЭУ при максимальной допустимой скорости ветра. Затягивание отключения не считалось важным для данного примера (из-за малого количества отключений) и поэтому не было учтено.

Кривая мощности построена для нормальной соответствующей данной местности плотности воздуха в 1,120 кг/м3,.

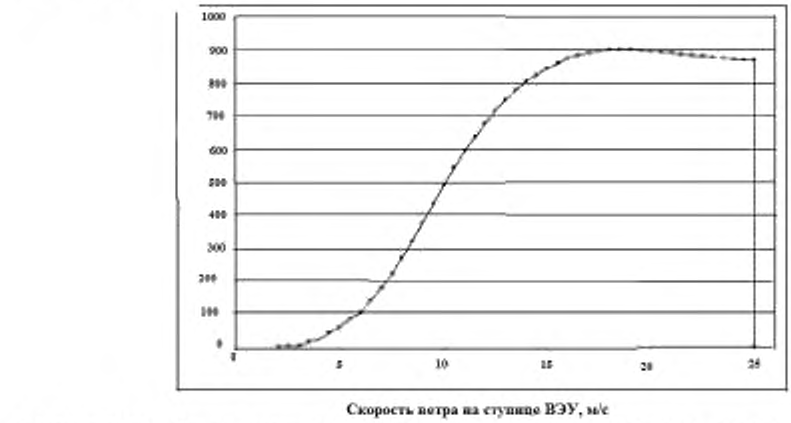


Рисунок В.4 – Кривая мощности ВЭУ, использованная в расчете «заявленной» выработки электроэнергии.

Для того, чтобы выявить зависимые от направления ветра показатели мощности ВЭС, применяют следующую методику расчета.

1) Используют модель потоков, чтобы связать область действия ветра, включая режимы ветров, при каждом положении ВЭУ, с опорными точками вышки. Модель применяют несколько раз, каждый раз для нового сектора в 30°. Это позволяет разработать данные калибровки скорости ветра для установления связи между относительными режимами потока для каждого объединения вышки с ВЭУ. Образец поля потока представлен на рисунке В.5.

2) Используя соответствующую модель аэродинамических следов ВЭУ, подсчитывают влияние затенения ВЭС. Допускается применение модели вихревой вязкости с направлением (5°).

3) Путем объединения информации, полученной в 1) и 2) для каждого сочетания ВЭУ и измерительной вышки, подсчитывают зависимые от направления ветра мощности ВЭС. Для каждой ВЭУ, входящей в состав ВЭС, рассчитывают для каждого сектора направления ветра ожидаемую выходную мощность. Ожидаемая выходная мощность строится в функции скорости ветра, измеренной на соответствующих измерительных вышках (южная и северная вышки). Данные графики представлены на рисунке В.6.

График суммарной мощности ВЭС получен суммированием графиков отдельных ВЭУ, без учета потери при распределении электроэнергии.

На рисунке В.6 для каждого сектора направления ветра изображены графики заявленных мощностей ВЭС, имеющие отношение к соответствующей измерительной вышке, не испытывающей влияние аэродинамических следов.

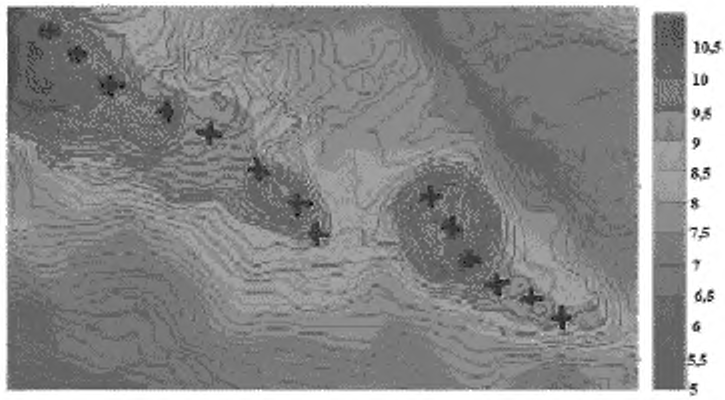


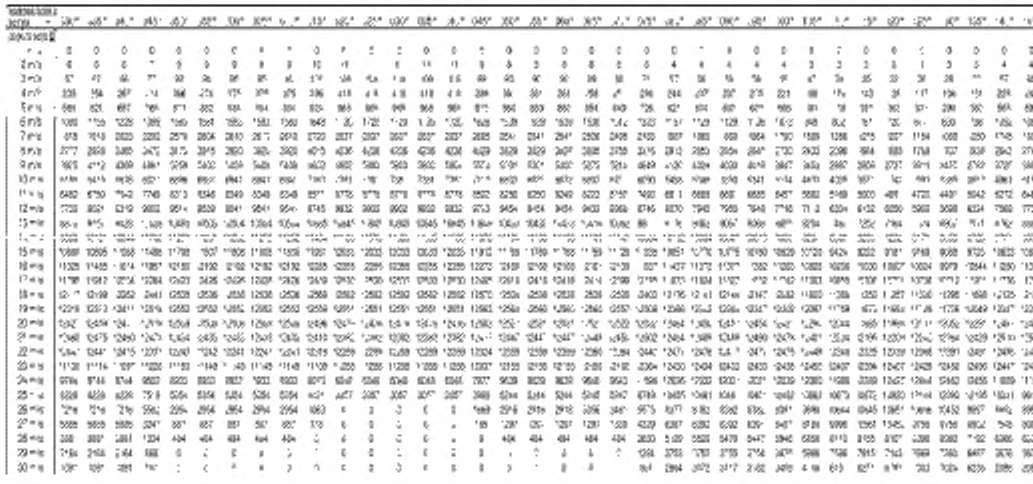
Рисунок В.5 – Диаграмма расчета распределения скорости ветра, [м/с] на территории ВЭС



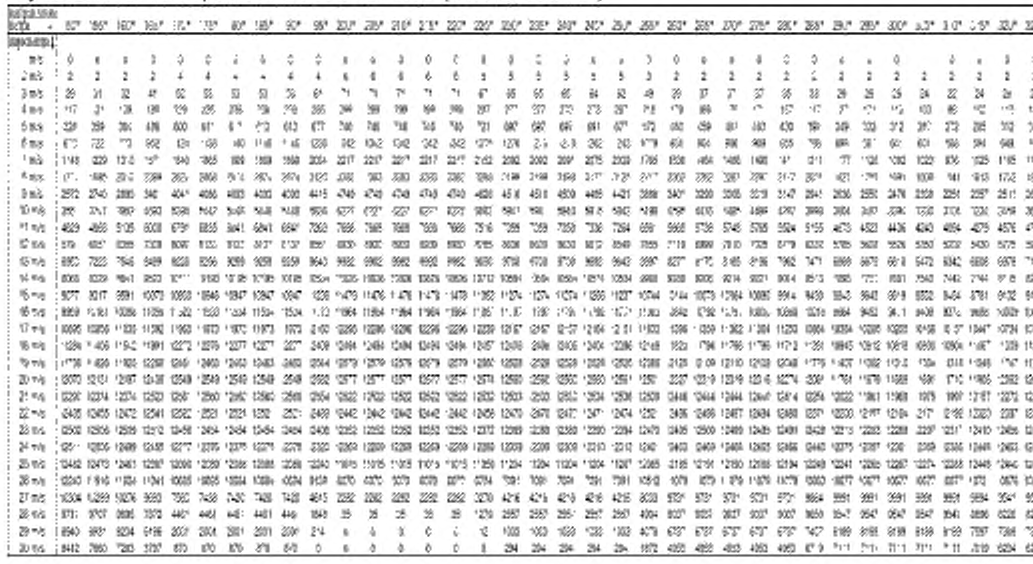
Рисунок В.6 – Заявленная (рассчитанная) кривая мощности ВЭС по сектору направления
Полная матрица графика мощности ВЭС представлена в таблице В.2

Таблица В.2 – Матрица графика выходной мощности ВЭС, представленной в качестве примера

Выбранная ВЭУ. График выходной мощности [кВт] на основании проверенных данных, полученных на измерительной вышке ТМ6 (Северная вышка)



Выбранная ВЭУ. График выходной мощности [кВт] на основании проверенных данных, полученных на измерительной вышке ТМ5 (Южная вышка)



В.6 Применение графиков мощностей ВЭС

Используя заявленные кривые мощности ВЭС, можно рассчитать выходные мощности отдельных ВЭУ для измеряемых режимов ветра, встречающихся в процессе испытаний (с южной вышки и северной вышки).

Данный расчет может быть выполнен путем преобразования временного ряда измеренных данных в соответствующие компоненты выработки электроэнергии интерполированием данных рабочих характеристик. В зависимости от направления ветра используют различные схемы данных опорной вышки.

Для примера: северо-восточные направления ветра являлись преобладающими, поэтому результаты в основном зависят от измерений с северной вышки и соответствующих кривых

мощности ВЭС. Вклад направлений южного ветра небольшой, если исходить из данных южной временной вышки.

Расчет проводился как для ВЭС в целом, так и для отдельных ВЭУ, с применением заявленных данных для конкретных ВЭУ.

Ожидаемые результаты по выработке электроэнергии сравнивают с измеряемыми данными в таблице В.3.

Таблица В.3 – Сравнение подсчитанной и действительной выработки электроэнергии для всей ВЭС и для отдельных ВЭУ

Объект	Подсчитанная валовая выработка электроэнергии		В действительности реализованная выработка электроэнергии	
	кВт·ч	Коэффициент мощности	кВт·ч	Сверка
Все ВЭУ	5'846'411	35.2 %	5'882'905	101 %
ВЭУ № 1	459'000	38,7 %	426'201	93 %
ВЭУ №. 2	445'225	37,5 %	420'019	94 %
ВЭУ № 3	441'896	37,2 %	409'711	93 %
ВЭУ № 4	419'445	35,3 %	398'161	95 %
ВЭУ №. 5	383'750	32,3 %	362'477	94 %
ВЭУ № 6	412'551	34,8 %	418'044	101 %
ВЭУ № 7	434'410	36,6 %	448'261	103 %
ВЭУ № 8	389'285	32,8 %	421'785	108 %
ВЭУ № 9	426'108	35,9 %	432'160	101 %
ВЭУ № 10	443'652	37,4 %	431'540	97 %
ВЭУ № 11	442'953	37,3 %	445'642	101 %
ВЭУ № 12	405'796	34,2 %	427'371	105 %
ВЭУ № 13	378'735	31,9 %	417'450	110 %
ВЭУ № 14	363'607	30,6 %	424'082	117 %

Приложение Г
(справочное)
Рекомендации по выбору данных

Г.1 Способность ВЭС вырабатывать электроэнергию при конкретном режиме ветра зависит от:

- характеристик режима ветра, а именно распределения скоростей и направлений ветра;
- показателей мощности ВЭС для каждой комбинации скорости и направления ветра.

Назначением настоящего приложения является установление единого метода для измерения режима ветра и измерение электроэнергии как части испытания по оценке мощности ВЭС.

В приложении также представлены рекомендации, для получения показатели мощности по двойным параметрам.

Целью экспериментальной программы является составление набора данных по выработке электроэнергии по ветровым режимам, который может использоваться для того, чтобы проверить, соответствует ли действительная выработка прогнозируемой выработке электроэнергии для измеряемого ветрового режима.

Для использования и применения данной процедуры будут необходимы прогнозируемые показатели мощности ВЭС, включая данные ожидаемых выходных показателей мощности ВЭС для различных диапазонов скорости и направлений ветра. В настоящем приложении не прописано, как такая
прогнозируемая характеристика должна быть установлена, но ее наличие предполагается и требуется.

Г.2 Показатели заявленной производительности

Для испытаний, где ВЭС соответствует ее гарантируемым и ожидаемым рабочим характеристикам, требуется описание этих характеристик.

Оно состоит из рабочих характеристик, показывающей заявленную выходную мощность ВЭС для комбинаций скорости и направления ветра. Ожидается, что данные показатели могут быть неотъемлемой частью процесса проектирования ВЭС. Ожидается, что методы и информация, имеющиеся в распоряжении разработчика, включают в себя:

- цифровую, топографическую информацию и данные по почвенно-растительному покрову;
- долгосрочную климатическую информацию для местности в опорной точке (эта точка часто является точкой расположения метеорологической вышки для оценки показателей ветра на площадке), включая информацию по случайным распределениям скорости ветра, направления ветра, градиента ветра, интенсивности турбулентности, температуры окружающей среды и барометрического давления,
- рабочие характеристики выбранной ВЭУ с указанием их показателей мощности в виде функции скорости ветра и других климатических показателей;
- модели потока ветра, допускающие указание относительной интенсивности ветра, которая ожидаются в разных частях топографической территории для разных направлений ветра;
- метод воздействия аэродинамических следов ВЭУ, расположенных в других местах территории;
- методы электрического проектирования, допускающие анализ потерь электричества, наблюдаемых между конечными точками ВЭУ и главной подстанцией ВЭС;
- метод оптимизации, который может быть применен при проектировании ВЭС, используя модели и информацию, представленные выше.

Г.3 Измерения, требуемые для разных видов оценки гарантии

Процесс образования данных измеряемой и прогнозируемой выработки электроэнергии для сравнения выглядит следующим образом:



Рисунок Г.1 – Процесс образования данных измеряемой и прогнозируемой выработки электроэнергии

Приложение Д
(справочное)

Рекомендации по применению стандарта

Рекомендуется проводить испытания в соответствии с настоящим стандартом. В отдельных случаях допускаются отклонения от настоящего стандарта.

Испытания для корреляции режимов ветра могут быть дорогостоящими и занимать много времени. Допускается не проводить испытания в следующих случаях:

- при условии представления рабочих характеристик ВЭС в виде двух наборов ветровых данных, каждый из которых имеет свою опорную точку;
- в том случае, когда редко возникают направления ветра, вызывающие воздействие аэродинамических следов на опорные метеорологические измерения, которыми можно пренебречь.

В качестве альтернативы экспериментальной корреляции режимов ветра допускается применять моделирование потока ветра.

Экспериментальный подход может привести к меньшей погрешности.

Для целей настоящего приложения указано, что опорная точка должна быть выбрана так, чтобы она имела физическую значимость по отношению к заявленным ожидаемым параметрам, в то время как измерительная точка должна быть выбрана так, чтобы можно было проводить измерения по возможности без искажений. В зависимости от применения, для данных точек должны быть выбраны соответствующие варианты.

На рисунке Д. 1 схематично показано применение метода.

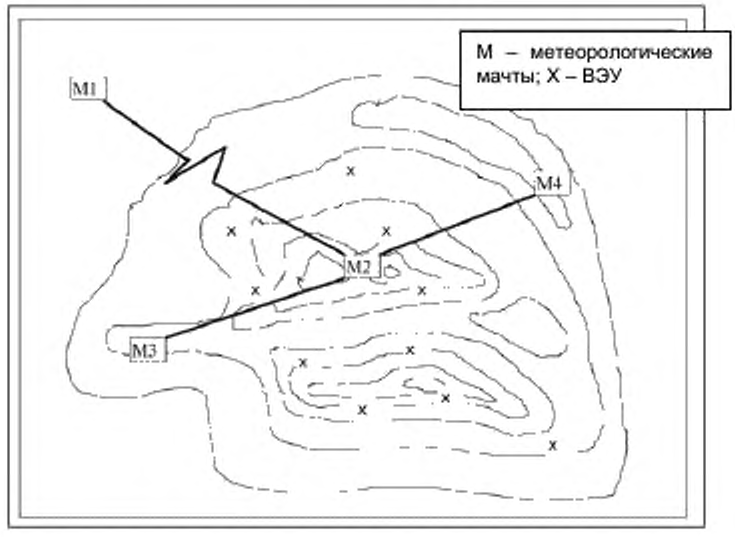


Рисунок Д.1 – Корреляции, необходимые для определения режима в опорной точке

Вышка М1 (см. рисунок Д.1) является стационарной метеорологической вышкой, находящейся на значительном расстоянии от площадки ВЭС, которая имеет архив долгосрочных ветровых данных. Эта площадка могла использоваться для предоставления долгосрочных климатических данных для исходной оценки эффективности ВЭС.

Вышка М2 (см. рисунок Д.1) является метеорологической вышкой, которую устанавливают на площадке ВЭУ до строительства ВЭС. Она может использоваться для создания архива краткосрочных данных, например за шестимесячный период, которые могут быть использованы для долгосрочного прогноза ветровых режимов на площадке. Для данного климатического прогноза будут использоваться корреляции между данными с вышек М1 и М2 и архивом долгосрочных данных с вышки М1. Вышку М2 можно быстро убрать перед строительством ВЭС.

Вышки М3 и М4 (дополнительные вышки) (см. рисунок Д.1) устанавливают перед строительством ВЭС для оценки производительности, в соответствии с требованиями настоящего

стандарта. На этапе корреляции ветра данные с этих вышек сопоставляют с данными, одновременно полученными с вышки М2. После строительства ВЭС вышки М3 и М4 остаются на площадке и используются для передачи данных, при помощи которых могут проводиться текущие оценки скорости и направления ветра, наблюдаемых на вышке М2, как если бы ВЭС не была установлена. Решение о том, данные с какой вышки (М3 или М4) использовать, определяется направлением ветра и необходимостью использовать данные измерений с точек, которые не подвергались воздействию аэродинамических следов ВЭУ в момент работы ВЭС.

В соответствии с подразделом 2.2, опорную точку, которую необходимо использовать для оценки производительности, выбирают произвольно, но важно, чтобы этот выбор был согласован с разработчиками ВЭУ перед началом любых испытаний.

В настоящем примере вышка М2 была приведена в качестве выбранной опорной точки, но любая из других вышек могла бы быть выбрана как опорная, например, М1

Вышки М3 и М4 по отдельности или вместе могут быть подходящими вариантами, если корреляция режимов ветра проводится по данным вышек М3 и М4, или гарантия производительности определяется в зависимости от сектора направления ветра.

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.180

Ключевые слова: ветроэлектростанция, ветроэнергетические установки, метод определения мощности, вырабатываемая мощность, калибровка

Подписано в печать 01.08.2014. Формат 60x84 1/8.
Усл. печ. л. 3,72. Тираж 73 экз. Зак. 2897.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»

123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru