
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

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 эффективности 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) Различия 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.

П р и м е ч а н и е – 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

Издание официальное

1

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).

П р и м е ч а н и е – Для ветроэлектрической установки с вертикальной осью вращения высота оси ветроколеса измеряется от поверхности земли до экваториальной плоскости ветроколеса.

3.4 годовая выработка энергии; АЕР: 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).

П р и м е ч а н и е – Для каждого бина рассчитывают среднее значение параметра внутри каждого бина на основе записанного числа наборов данных или выборки 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.

П р и м е ч а н и е – 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_o – скорость ветра, измеренная в опорной точке, м/с;
 θ_o – 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;
 t – 10-минутный промежуток времени;
 C_j – среднее изменение направления ветра;
 θ_{js} – среднее направления ветра внутри сектора j ;
 P_m – суммарная выходная мощность, выработанная за 10 минутный промежуток времени;
 C – поправочный коэффициент направления ветра;
 P_j – средняя мощность, выработанная в секторе j , кВт;
 U_j – средняя скорость в секторе j м/с;
 θ_j – 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_o и направления θ_o 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 недопустимо 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 $m=1 \dots M$ 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 , $j=1 \dots M$ 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 переменная 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:

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

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

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

где $\theta_{j,s} < \theta_{m,s} \leq \theta_{j+1,r}$.

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:

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

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 $\hat{\theta}_{n,i}$, $\hat{v}_{n,i}$ и p_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, $i=1 \dots N$.

Из этого комплекта данных для каждой комбинации интервала скорости ветра и сектора направлений ветра рассчитывают общее время, энергию, среднюю мощность $P_{\bar{v}}$, среднюю скорость ветра $U_{\bar{v}}$ и среднее направление ветра $\theta_{\bar{v}}$.

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.

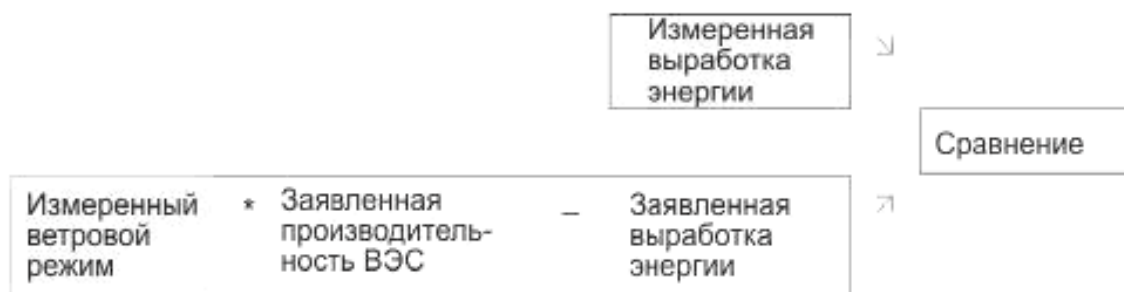


Рисунок 1– График производительности

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 $f(u, \theta_j)$, где $i=1..N$ и N – число интервалов скорости ветра, а $j=1..M$ и – число интервалов направления ветра f которое необходимо привести к $\sum f = 1$.

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 $p(u, \theta_j)$.

Интегрированную прогнозируемую выработку электроэнергии P_p можно записать в следующем виде:

$$P_p = \sum_j^M \sum_i^N f(u, \theta_j) p(u, \theta_j), \quad (4)$$

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:

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

и

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

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

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

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 %.

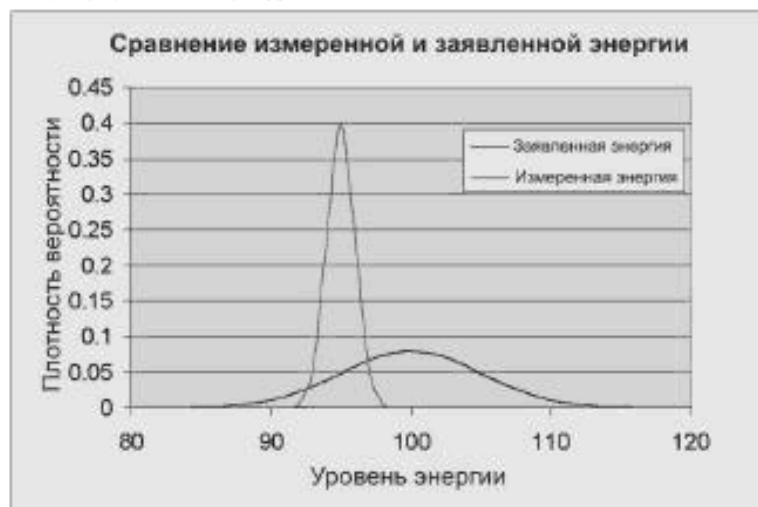


Рисунок 2 – Сравнение измеренной и заявленной энергии

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

$$P_p = \sum_j^M \sum_i^N f(u_i, \theta_j) p(u_i, \theta_j). \quad (\text{Б.1})$$

При оценке погрешности U_{P_p} 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 , ($k = 1 \dots K$)

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

Шаг 2 – для каждой комбинации скорости ветра и направления ветра и для каждого источника погрешности оценивают коэффициент чувствительности (воздействия) $\frac{\partial p}{\partial a_{ijk}}$, 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:

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

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

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

$$u_{p_i}^2 = \sum_{j=1}^M (u_{p_{ij}})^2. \quad (\text{Б.3})$$

Шаг 6 – В заключение, объединяют по квадратуре все сводные компоненты из различных источников погрешности.

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

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 $\frac{\partial p}{\partial u_i}$:

$$\frac{\partial p}{\partial u_j} = \frac{p(u_{j+1}, \theta_j) - p(u_j, \theta_j)}{u_{j+1} - u_j}. \quad (\text{Б.5})$$

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

$$\frac{\partial p}{\partial \theta_j} = \frac{p(u_j, \theta_{j+1}) - p(u_j, \theta_j)}{\theta_{j+1} - \theta_j}. \quad (\text{Б.6})$$

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

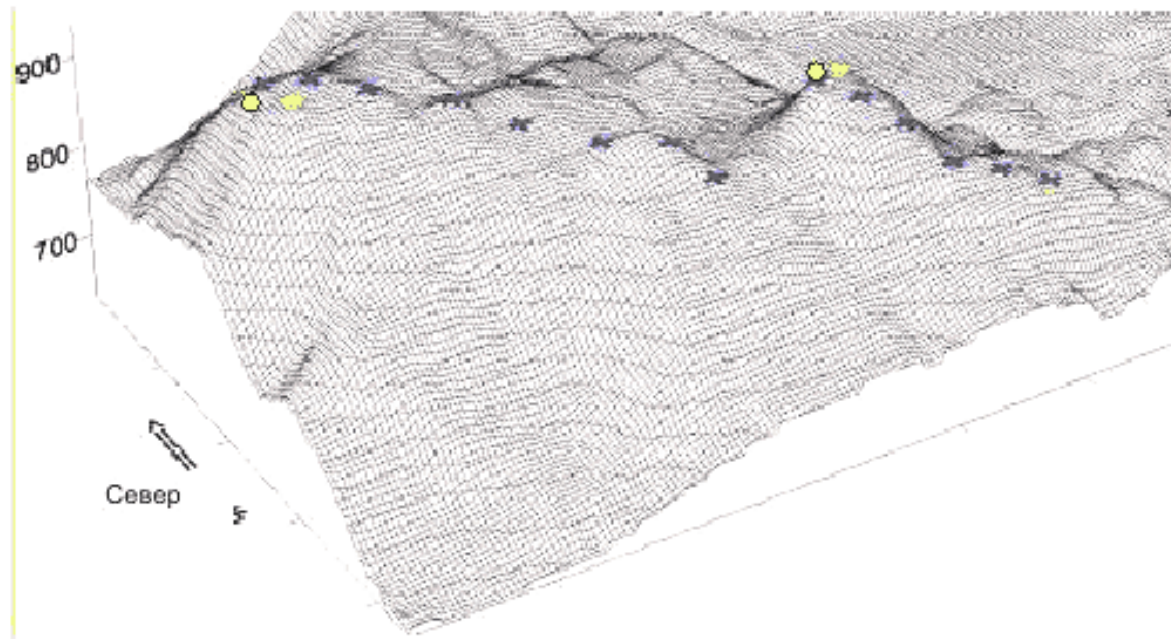


Рисунок В.1 – Трехмерный чертеж рельефа поверхности около ВЭС

ВЭС 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 ВЭС, 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.

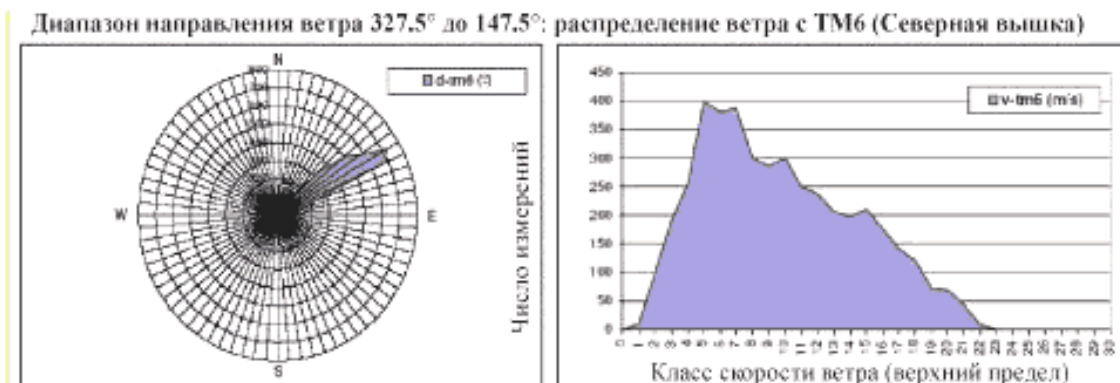


Рисунок В.2 – Достоверные данные, полученные с северной вышки

Диапазон направления ветра 147,5° до 327,5°: распределение ветра с ТМ5 (Южная вышка)

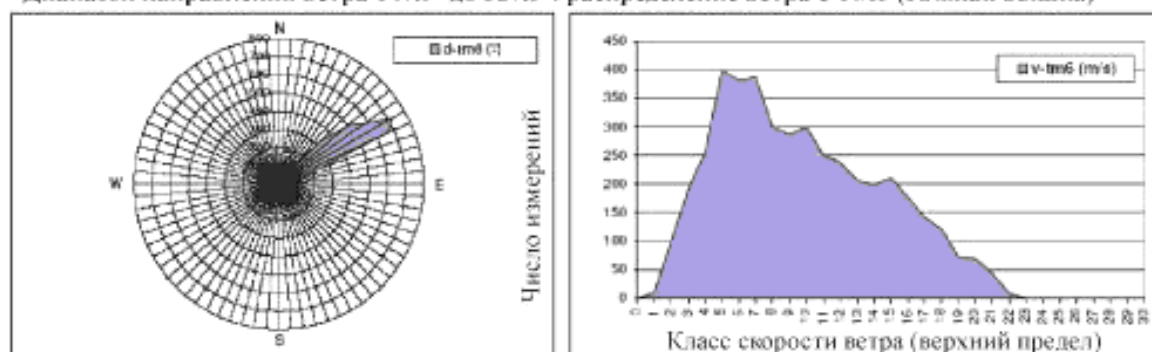


Рисунок В.3 – Достоверные данные, полученные с южной вышки

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.

Мощность ВЭС, кВт

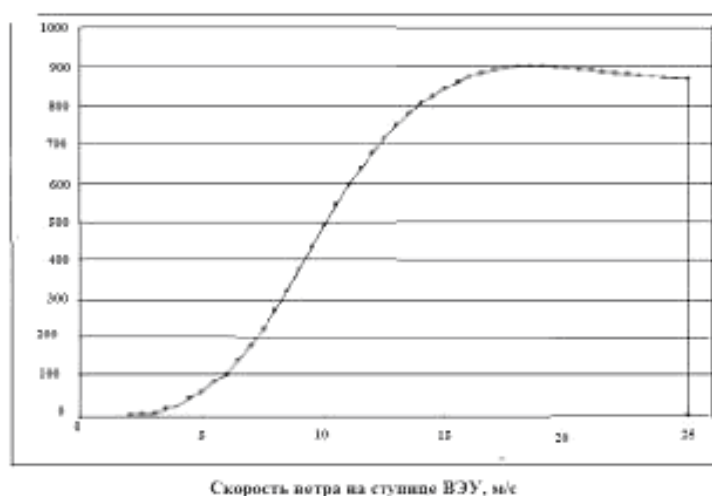


Рисунок В.4 – Кривая мощности ВЭУ, использованная в расчете «заявленной» выработки электроэнергии.

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.

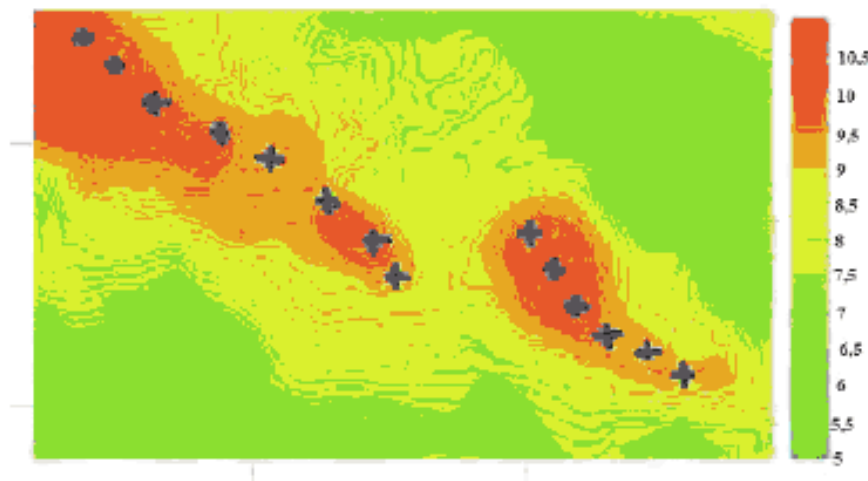


Рисунок В.5 – Диаграмма расчета распределения скорости ветра, [м/с] на территории ВЭС

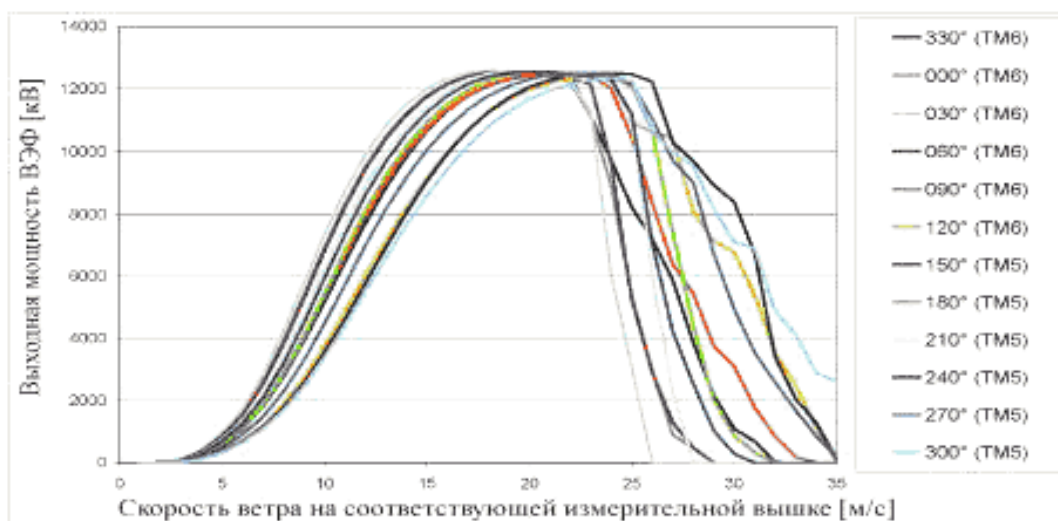


Рисунок В.6 – Заявленная (рассчитанная) кривая мощности ВЭС по сектору направления. Полная матрица графика мощности ВЭС представлена в таблице В.2

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)

высота вышки (архивный)	160°	165°	170°	175°	180°	185°	190°	195°	200°	205°	210°	215°	220°	225°	230°	235°	240°	245°	250°	255°	260°	265°	270°	275°	280°	285°	290°	295°	300°	305°	310°	315°	320°	325°	330°	335°	340°	345°	350°																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1 м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
2 м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
3 м	57	62	66	71	74	76	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
4 м	231	254	267	274	278	281	283	285	287	289	291	293	295	297	299	301	303	305	307	309	311	313	315	317	319	321	323	325	327	329	331	333	335	337	339	341	343	345	347	349	351	353	355	357	359																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
5 м	589	624	661	716	761	812	854	894	934	974	1014	1054	1094	1134	1174	1214	1254	1294	1334	1374	1414	1454	1494	1534	1574	1614	1654	1694	1734	1774	1814	1854	1894	1934	1974	2014	2054	2094	2134	2174	2214	2254	2294	2334	2374	2414																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
6 м	1030	1105	1205	1326	1469	1634	1814	2004	2204	2414	2634	2864	3104	3354	3604	3854	4104	4354	4604	4854	5104	5354	5604	5854	6104	6354	6604	6854	7104	7354	7604	7854	8104	8354	8604	8854	9104	9354	9604	9854	10104	10354	10604	10854	11104																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
7 м	1518	1618	1820	2020	2218	2414	2604	2784	2954	3124	3284	3444	3594	3744	3884	4024	4154	4284	4414	4544	4674	4804	4934	5064	5194	5324	5454	5584	5714	5844	5974	6104	6234	6364	6494	6624	6754	6884	7014	7144	7274	7404	7534	7664	7794	7924	8054																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
8 м	2177	2368	2665	3072	3594	4234	4994	5874	6874	7994	9234	10604	12104	13744	15444	17204	19004	20844	22704	24604	26544	28504	30484	32484	34504	36544	38604	40684	42784	44904	47044	49204	51384	53584	55804	58044	60304	62584	64884	67184	69504	71844	74184	76544	78904	81284	83664																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
9 м	3000	3312	3769	4394	5194	6174	7344	8714	10294	12084	14094	16344	18844	21544	24404	27404	30544	33844	37344	40944	44644	48444	52344	56344	60444	64644	68944	73344	77844	82444	87144	91944	96844	101844	106944	112144	117444	122844	128344	133944	139644	145444	151344	157344	163444	169644	175944	182344																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
10 м	4156	4618	5216	5964	6874	7954	9214	10644	12344	14344	16644	19244	22044	25044	28244	31644	35244	39044	42944	46944	51044	55244	59644	64244	68944	73744	78644	83644	88744	93944	99244	104644	110144	115744	121444	127244	133144	139144	145244	151444	157744	164144	170644	177244	183944	190744	197644	204644	211744	218944	226244	233644	241144	248744	256444	264244	272144	280144	288244	296444	304744	313144	321644	330244	338944	347744	356644	365644	374744	383944	393244	402644	412144	421744	431444	441244	451144	461144	471144	481244	491444	501744	512144	522644	533244	543944	554744	565644	576644	587744	598944	610244	621644	633144	644744	656444	668244	680144	692144	704244	716444	728744	741144	753644	766244	778944	791744	804644	817644	830744	843944	857244	870644	884144	897744	911444	925244	939144	953144	967244	981444	995744	101044	102544	104044	105544	107044	108544	110044	111544	113044	114544	116044	117544	119044	120544	122044	123544	125044	126544	128044	129544	131044	132544	134044	135544	137044	138544	140044	141544	143044	144544	146044	147544	149044	150544	152044	153544	155044	156544	158044	159544	161044	162544	164044	165544	167044	168544	170044	171544	173044	174544	176044	177544	179044	180544	182044	183544	185044	186544	188044	189544	191044	192544	194044	195544	197044	198544	200044	201544	203044	204544	206044	207544	209044	210544	212044	213544	215044	216544	218044	219544	221044	222544	224044	225544	227044	228544	230044	231544	233044	234544	236044	237544	239044	240544	242044	243544	245044	246544	248044	249544	251044	252544	254044	255544	257044	258544	260044	261544	263044	264544	266044	267544	269044	270544	272044	273544	275044	276544	278044	279544	281044	282544	284044	285544	287044	288544	290044	291544	293044	294544	296044	297544	299044	300544	302044	303544	305044	306544	308044	309544	311044	312544	314044	315544	317044	318544	320044	321544	323044	324544	326044	327544	329044	330544	332044	333544	335044	336544	338044	339544	341044	342544	344044	345544	347044	348544	350044	351544	353044	354544	356044	357544	359044	360544	362044	363544	365044	366544	368044	369544	371044	372544	374044	375544	377044	378544	380044	381544	383044	384544	386044	387544	389044	390544	392044	393544	395044	396544	398044	399544	401044	402544	404044	405544	407044	408544	410044	411544	413044	414544	416044	417544	419044	420544	422044	423544	425044	426544	428044	429544	431044	432544	434044	435544	437044	438544	440044	441544	443044	444544	446044	447544	449044	450544	452044	453544	455044	456544	458044	459544	461044	462544	464044	465544	467044	468544	470044	471544	473044	474544	476044	477544	479044	480544	482044	483544	485044	486544	488044	489544	491044	492544	494044	495544	497044	498544	500044	501544	503044	504544	506044	507544	509044	510544	512044	513544	515044	516544	518044	519544	521044	522544	524044	525544	527044	528544	530044	531544	533044	534544	536044	537544	539044	540544	542044	543544	545044	546544	548044	549544	551044	552544	554044	555544	557044	558544	560044	561544	563044	564544	566044	567544	569044	570544	572044	573544	575044	576544	578044	579544	581044	582544	584044	585544	587044	588544	590044	591544	593044	594544	596044	597544	599044	600544	602044	603544	605044	606544	608044	609544	611044	612544	614044	615544	617044	618544	620044	621544	623044	624544	626044	627544	629044	630544	632044	633544	635044	636544	638044	639544	641044	642544	644044	645544	647044	648544	650044	651544	653044	654544	656044	657544	659044	660544	662044	663544	665044	666544	668044	669544	671044	672544	674044	675544	677044	678544	680044	681544	683044	684544	686044	687544	689044	690544	692044	693544	695044	696544	698044	699544	701044	702544	704044	705544	707044	708544	710044	711544	713044	714544	716044	717544	719044	720544	722044	723544	725044	726544	728044	729544	731044	732544	734044	735544	737044	738544	740044	741544	743044	744544	746044	747544	749044	750544	752044	753544	755044	756544	758044	759544	761044	762544	764044	765544	767044	768544	770044	771544	773044	774544	776044	777544	779044	780544	782044	783544	785044	786544	788044	789544	791044	792544	794044	795544	797044	798544	800044	801544	803044	804544	806044	807544	809044	810544	812044	813544	815044	816544	818044	819544	821044	822544	824044	825544	827044	828544	830044	831544	833044	834544	836044	837544	839044	840544	842044	843544	845044	846544	848044	849544	851044	852544	854044	855544	857044	858544	860044	861544	863044	864544	866044	867544	869044	870544	872044	873544	875044	876544	878044	879544	881044	882544	884044	885544	887044	888544	890044	891544	893044	894544	896044	897544	899044	900544	902044	903544	905044	906544	908044	909544	911044	912544	914044	915544	917044	918544	920044	921544	923044	924544	926044	927544	929044	930544	932044	933544	935044	936544	938044	939544	941044	942544	944044	945544	947044	948544	950044	951544	953044	954544	956044	957544	959044	960544	962044	963544	965044	966544	968044	969544	971044	972544	974044	975544	977044	978544	980044	981544	983044	984544	986044	987544	989044	990544	992044	993544	995044	996544	998044	999544	1001044	1002544	1004044	1005544	1007044	1008544	1010044	1011544	1013044	1014544	1016044	1017544	1019044	1020544	1022044	1023544	1025044	1026544	1028044	1029544	1031044	1032544	1034044	1035544	1037044	1038544	1040044	1041544	1043044	1044544	1046044	1047544	1049

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 показателя 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 ожидается 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:

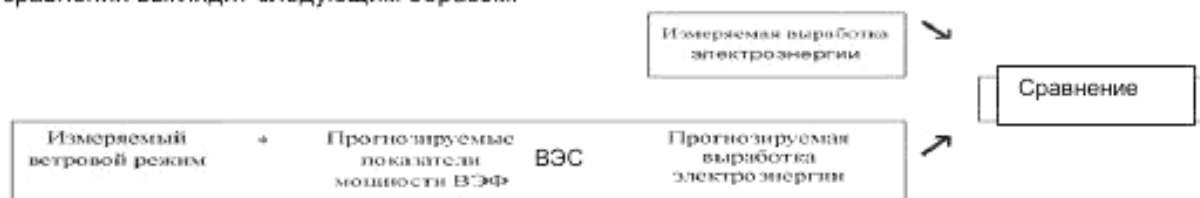


Рисунок Г.1 – Процесс образования данных измеряемой и прогнозируемой выработки электроэнергии

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.

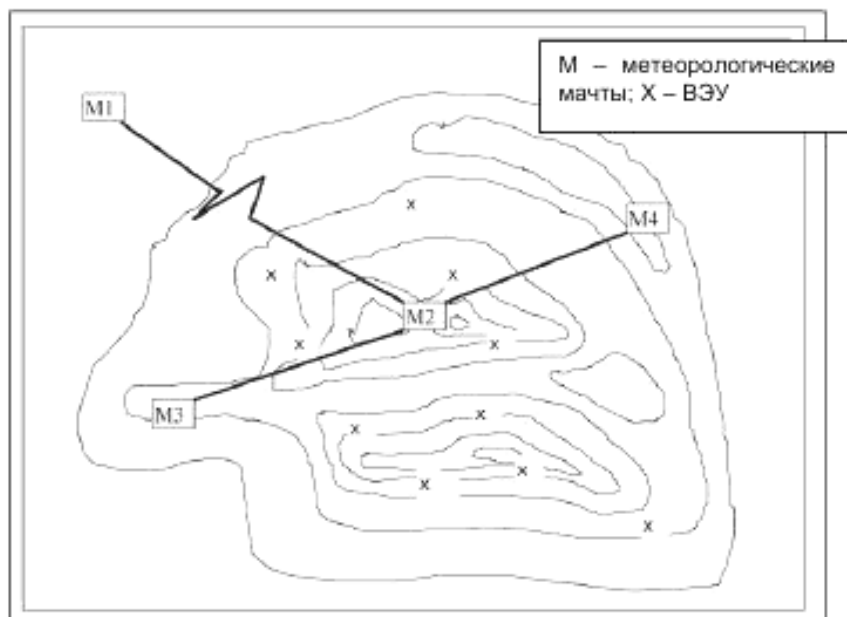


Рисунок Д.1 – Корреляции, необходимые для определения режима в опорной точке

Вышка M1 (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 M2 (см. рисунок Д.1) является метеорологической вышкой, которую устанавливают на площадке ВЭС 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 M1 и M2 и архивом долгосрочных данных с вышки M1. Вышку M2 можно быстро убрать перед строительством ВЭС.

Вышки M3 и M4 (дополнительные вышки) (см. рисунок Д.1) устанавливают перед строительством ВЭС для оценки производительности, в соответствии с требованиями настоящего

ГОСТ Р 54418.12.3—2012

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 60x84¹/₈
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.
www.gostinfo.ru info@gostinfo.ru

