



УДК 517.958:621.311.245

## Стереопанорамный анеморумбометр для системы ориентации горизонтально-осевой ветроэнергетической установки

*Е. В. Соломин, А. С. Мартьянов,  
А. А. Ковалёв, Г. Н. Рявкин,  
К. В. Осинцев, Я. С. Болков, Д. С. Антипин*

Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет),  
Россия, 454080, Челябинск, пр. Ленина, 76.

### Аннотация

Традиционный подход к ориентации ротора горизонтально-осевой ветроэнергетической установки по ветру приводит к появлению известной дифференциальной ошибки ориентации из-за вращающихся лопастей и периодического отклонения воздушного потока. Для снижения ее величины в традиционном подходе используется флюгер, расположенный сверху гондолы.

В настоящем исследовании предлагается новый подход — использование комплексного или «стереодатчика» в виде двух устройств, симметрично расположенных по обе стороны гондолы (аналогично стереоскопическим устройствам). Для доказательства эффективности подхода были выбраны несколько характерных точек вблизи гондолы для последующего моделирования воздушных потоков в ее области в программе ANSYS® CFX с использованием  $k-\varepsilon$  модели турбулентности на основе дифференциальных уравнений Навье–Стокса.

В каждой точке была рассчитана средняя величина ошибки угла ориентации при следующих условиях: различных скоростях ветра, значениях быстроходности и углов направления на ветер. В результате выявлены две наиболее подходящие для размещения приборов точки. В численном виде показано преимущество стереопанорамного анеморумбометра перед традиционным на примере расчетного случая с номинальными

**Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ**  
**Научная статья**

© Коллектив авторов, 2023

© СамГТУ, 2023 (составление, дизайн, макет)

Контент публикуется на условиях лицензии [Creative Commons Attribution 4.0 International](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.ru) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.ru>)

### Образец для цитирования

Соломин Е. В., Мартьянов А. С., Ковалёв А. А., Рявкин Г. Н., Осинцев К. В., Болков Я. С., Антипин Д. С. Стереопанорамный анеморумбометр для системы ориентации горизонтально-осевой ветроэнергетической установки // *Вестн. Сам. гос. техн. ун-та. Сер. Физ.-мат. науки*, 2023. Т. 27, № 3. С. 573–592. EDN: NYJIOO. DOI: [10.14498/vsgtu2016](https://doi.org/10.14498/vsgtu2016).

### Сведения об авторах

*Евгений Викторович Соломин* <https://orcid.org/0000-0002-4694-0490>

доктор технических наук, профессор; каф. электрических станций, сетей и систем электроснабжения; e-mail: [solominev@susu.ru](mailto:solominev@susu.ru)

*Андрей Сергеевич Мартьянов* <https://orcid.org/0000-0002-9997-9989>

кандидат технических наук, доцент; каф. электрических станций, сетей и систем электроснабжения; e-mail: [martianovas@susu.ru](mailto:martianovas@susu.ru)

параметрами. Анализ в *Matlab/Simulink* показал прирост производительности ветроэнергетической установки за счет повышения достоверности определения направления ветра при применении правильно расположенных датчиков ветрового потока.

Данная статья не дает представления о конструкции датчика, поскольку для определения правильного направления ветра можно использовать любой принцип. Однако авторами рассматривается новый «стереодатчик», который будет более детально исследоваться в следующих работах.

**Ключевые слова:** горизонтально-осевая ветроэнергетическая установка, система управления ориентацией, CFD-анализ, дифференциальная ошибка, имитационное моделирование отклонения флюгера, сокращение энергетических потерь.

Получение: 3 мая 2023 г. / Исправление: 29 мая 2023 г. /

Принятие: 25 июня 2023 г. / Публикация онлайн: 26 сентября 2023 г.

---

**Введение.** На сегодняшний день существует несколько способов определения направления набегающего потока ветра на горизонтально-осевую ветроэнергетическую установку (ГО ВЭУ). Для этого в современных системах ориентации используются такие приборы, как LiDAR, SoDAR, и флюгеры различной конструкции, о чем говорится в многочисленных публикациях [1, 2]. В последнее время исследователи также обращаются к методам прогнозирования [3], некоторые из которых используют системы SCADA [4] и нейронные сети [5]. В части предложенных методов датчики для определения направления ветрового потока не применяются вовсе, используется только информация о мгновенной генерируемой мощности [6].

Однако применение любого из них, особенно когда датчик расположен на гондоле ВЭУ, дает определенную погрешность из-за того, что лопасти, вращающиеся перед гондолой, влияют на истинное направление ветрового потока [7]. Подробное описание этого явления, называемого «дифференциальной ошибкой ориентации» (или периодической), было представлено в [8]. Погрешность возникает из-за отклонения потока ветра вращающимися лопастями и дальнейшей регистрации неправильного среднего направления флюгером, расположенным на гондоле.

---

*Антон Александрович Ковалёв*  <https://orcid.org/0000-0001-6952-277X>  
аспирант; каф. электрических станций, сетей и систем электроснабжения;  
e-mail: [alpenglow305@yandex.ru](mailto:alpenglow305@yandex.ru)

*Глеб Николаевич Рязкин*  <https://orcid.org/0000-0002-7637-0310>  
аспирант; каф. электрических станций, сетей и систем электроснабжения;  
e-mail: [amd33@bk.ru](mailto:amd33@bk.ru)

*Константин Владимирович Осинцев*  <https://orcid.org/0000-0002-0791-2980>  
кандидат технических наук, доцент; каф. промышленная теплоэнергетика;  
e-mail: [osintsev2008@yandex.ru](mailto:osintsev2008@yandex.ru)

*Ярослав Сергеевич Болков*  <https://orcid.org/0000-0003-0807-1623>  
аспирант; каф. промышленная теплоэнергетика; e-mail: [iar-bolkov@yandex.ru](mailto:iar-bolkov@yandex.ru)

*Дмитрий Сергеевич Антипин*  <https://orcid.org/0009-0005-3372-6718>  
аспирант; каф. электрические станции, сети и системы электроснабжения;  
e-mail: [andimas98@gmail.com](mailto:andimas98@gmail.com)

Анализ публикаций показывает, что ошибка ориентации изучается многими исследователями. В [9] авторы предложили ее уменьшить, используя данные SCADA для обнаружения погрешности смещения нулевой точки. Обзор активных систем ориентации и датчиков, применяемых в современных ВЭУ, приведен в [10].

Однако любой из упомянутых подходов не дает истинного ответа, если известно реальное направление ветрового потока. В частности, механические флюгеры на гондолах, а также LiDAR и SoDAR (используемые в основном в ветропарках) измеряют поток ветра, отклоняемый вращающимися лопастями. Это означает, что данные, зарегистрированные датчиком(-ами), фактически несут в себе ошибку об изначальном направлении потока. В случаях без применения датчиков методы основаны на расчете электрических параметров генератора ВЭУ в текущем положении гондолы, на которые изначально влияет дифференциальная ошибка. Кроме того, в этих методах используется постоянный поиск направления, что приводит к большим потерям энергии.

На рис. 1 показаны завихрения в виде обтекаемых линий, вызванные вращающимися лопастями, разрезающими воздух и вызывающими даже противоположное направление потока. Завихрения, создаваемые вращающимися лопастями, вызывают колебания воздушного потока, которые в дальнейшем регистрируются флюгером с мгновенной средней дифференциальной ошибкой угла ориентации.

По мере приближения лопасти к верхнему положению и от него (на рис. 1 снизу-вверх) вихри становятся более сильными, меняя направление первоначального потока, тем самым внося искажение в данные, которые далее считываются флюгером (схематично показан красным кругом на задней части гондолы).

Возникновение дифференциальной ошибки приводит к неадекватной реакции системы управления ориентацией ВЭУ, которая поворачивает ротор на недостаточный или даже неправильный угол. Поскольку мощность ВЭУ зависит от ометаемой площади ротора, а максимальная выработка энергии происходит только тогда, когда она перпендикулярна направлению набегающего потока (когда вектор потока коллинеарен оси вращения ротора), ошибка ориентации приводит к значительным потерям электроэнергии, которые в мире оцениваются в \$7 млрд в год. Сегодня почти все коммерческие ГО ВЭУ оснащены различными видами флюгеров на гондолах, которые считывают данные с дифференциальной ошибкой. В [11] говорится о средней величине ошибки на уровне  $4^\circ$  в зависимости от скорости ветра, способа управления шагом, быстроходности и т.д. Ошибка ориентации пропорциональна квадрату ее косинуса, как указано в [11]. Систематическая ошибка в  $4^\circ$  снижает годовую выработку энергии примерно на 1.5 % согласно результатам, указанным в [12]. В некоторых случаях она может достигать от 30 до 40 % с соответствующими потерями до 24 % [13].

Чтобы как можно больше снизить дифференциальную ошибку ориентации, предлагается следующее решение: если два флюгера будут расположены симметрично с обеих сторон по бокам гондолы, то их совместные показания могут определить истинное направление ветра. При таком расположении, если измерения одного прибора (например, левого) покажут некоторое давление ветра, а правый не регистрирует никакого ветра, то очевидно, что он дует с одной (левой) стороны и, следовательно, гондола ориентирована непра-

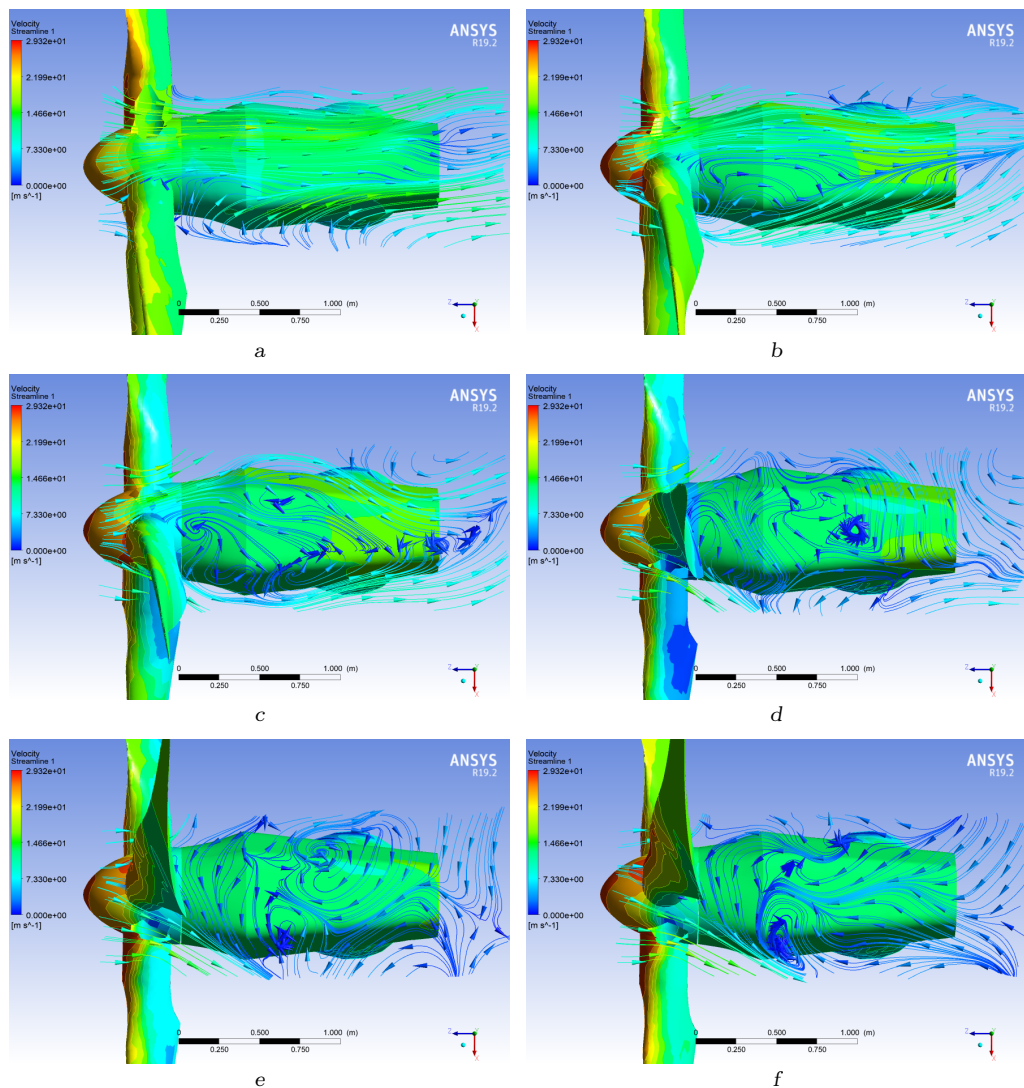


Рис. 1. Вид сверху на гондолу при моделировании потока: а — положение 1; б — положение 2; в — положение 3; д — положение 4; е — положение 5; ф — положение 6

[Figure 1. Nacelle top view in the flow simulation: a — Position 1; b — Position 2; c — Position 3; d — Position 4; e — Position 5; f — Position 6]

вильно. Если показания обоих приборов равны, то с большой долей вероятности ВЭУ ориентирована правильно или близка к идеальному положению. На основе этой гипотезы, было начато представленное ниже исследование. В данной работе взят набор точек в пространстве, среди которых определены наиболее подходящие для размещения устройств(-а) в соответствии с несколькими критериями. Расчеты выполнены в программе ANSYS® CFX для различных скоростей ветра, значений быстроходности и углов направления на ветер. В данной работе не предполагалось обсуждать устройство флюгера, так как в целом нет разницы, какой вид прибора установлен. Идея исследования состоит в том, чтобы определить наилучшее место для его установки, чтобы одновременно уменьшить влияние турбулентности в пристеночных слоях.

**1. Построение геометрии и сетки.** Исследование сосредоточено на изучении аэродинамических условий в области гондолы ВЭУ Siemens SWT-3.6-120 [14], 3D-модель которой, показанная на рис. 2, построена в SolidWorks и затем использована в ANSYS® CFX.

Указанная ВЭУ выбрана по критерию наибольшей распространенности в мегаваттном классе.

Для оптимизации вычислительной мощности и повышения точности результатов в области гондолы влияние мачты не учитывается, а лопасти усечены по 32-метровому радиусу. Эти допущения позволяют снизить требования к вычислительным ресурсам и выполнить расчеты для различных углов направления на ветер, скоростей ветра и значений быстроходности за приемлемый промежуток времени.

На рис. 2, *b* отчетливо видно, что система координат повернута в направлении гондолы (вокруг оси  $Z$ ) на угол наклона модели в  $6^\circ$ . Она введена для правильного вращения ротора во время моделирования. При использовании системы координат по умолчанию ротор периодически сливался бы с гондолой или отделялся от нее, что не соответствовало бы реальному процессу вращения.

Построение сетки выполнено в модуле ICEM, позволяющем детально ее настроить. Для расчетов в динамике она создана по отдельности для вращающейся и неподвижной частей. В пристеночной области гондолы выполнено сгущение сетки с целью получения более точных данных в месте, представляющем наибольший исследовательский интерес. Количество элементов сетки неподвижной части модели (статора) составляет 5.3 млн ячеек. У вращающейся части (ротора), к которой относятся лопасти и ступица, — 1 млн ячеек. Форма ячеек — тетраэдрическая.

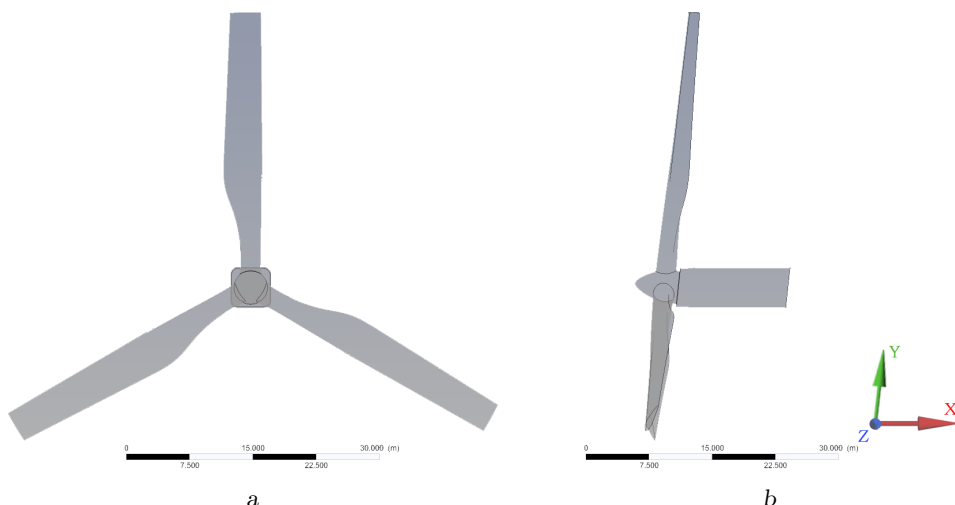


Рис. 2. 3D-модель ВЭУ: *a* — вид спереди; *b* — вид сбоку

[Figure 2. 3D model of the wind turbine: *a* — Front view; *b* — Side view]

**2. Назначение расчетных условий.** При настройке расчетных параметров принята модель турбулентности  $k-\varepsilon$ , приемлемость использования которой для подобного случая обоснована в [15].

Для моделирования определенного угла направления на ветер скорость задана через составляющие ее векторы по осям  $X$  и  $Z$ . Нужные величины определены по правилу сложения векторов.

Список расчетных случаев с назначенными параметрами представлен в табл. 1. Угол направления на ветер имеет обозначение  $\alpha$ . Угловая скорость вращения ротора, задаваемая в программе, находится по формуле

$$\omega = V\lambda/R \text{ [рад/с]},$$

где  $V$  — скорость набегающего потока ветра, м/с;  $\lambda$  — быстроходность ротора;  $R$  — радиус ротора, м.

Быстроходность принимается постоянной во время моделирования, так как она не должна меняться, если ВЭУ работает в установившемся режиме.

Таблица 1

Параметры расчетных случаев [Parameters of calculated cases]

| nos. | $\lambda$ | V, m/s | $\alpha$ , deg. | $\omega$ , rad/s | nos. | $\lambda$ | V, m/s | $\alpha$ , deg. | $\omega$ , rad/s |
|------|-----------|--------|-----------------|------------------|------|-----------|--------|-----------------|------------------|
| 1    | 3         | 3      | 1               | 0.15             | 15   | 5         | 7      | 30              | 0.58             |
| 2    | 3         | 3      | 20              | 0.15             | 16   | 5         | 12     | 1               | 1                |
| 3    | 3         | 3      | 30              | 0.15             | 17   | 5         | 12     | 20              | 1                |
| 4    | 3         | 7      | 1               | 0.35             | 18   | 5         | 12     | 30              | 1                |
| 5    | 3         | 7      | 20              | 0.35             | 19   | 7         | 3      | 1               | 0.35             |
| 6    | 3         | 7      | 30              | 0.35             | 20   | 7         | 3      | 20              | 0.35             |
| 7    | 3         | 12     | 1               | 0.6              | 21   | 7         | 3      | 30              | 0.35             |
| 8    | 3         | 12     | 20              | 0.6              | 22   | 7         | 7      | 1               | 0.81             |
| 9    | 3         | 12     | 30              | 0.6              | 23   | 7         | 7      | 20              | 0.81             |
| 10   | 5         | 3      | 1               | 0.25             | 24   | 7         | 7      | 30              | 0.81             |
| 11   | 5         | 3      | 20              | 0.25             | 25   | 7         | 12     | 1               | 1.4              |
| 12   | 5         | 3      | 30              | 0.25             | 26   | 7         | 12     | 20              | 1.4              |
| 13   | 5         | 7      | 1               | 0.58             | 27   | 7         | 12     | 30              | 1.4              |
| 14   | 5         | 7      | 20              | 0.58             |      |           |        |                 |                  |

**3. Расположение исследуемых точек.** Покоординатное размещение исследуемых точек на высоте средней горизонтальной линии гондолы представлено на рис. 3. Это расположение обусловлено необходимостью избежать влияния краевых эффектов верхней и нижней частей. Ветер набегаёт с левой стороны под определенным углом  $\alpha$ . Большинство точек в нижней части рис. 3 имеет зеркальные копии в верхней части. Оценочные точки E (estimated) и SE (specular estimated) взяты для проверки правильности выставленного угла направления на ветер. Например, если в расчетном случае назначен определенный угол направления на ветер, то в указанных точках будет точно такая же величина. В других точках значения явно будут отличаться. Левые по отношению к положению гондолы точки L и SL должны показать высокий уровень колебаний ветрового потока для оценки верхней границы возмущения потока. Точки C, SC, R5, SR5, D и SD (центральные, правые и диагональные) являются теоретически пригодными для размещения прибора и приняты для рассмотрения в них характера течения. Первые че-

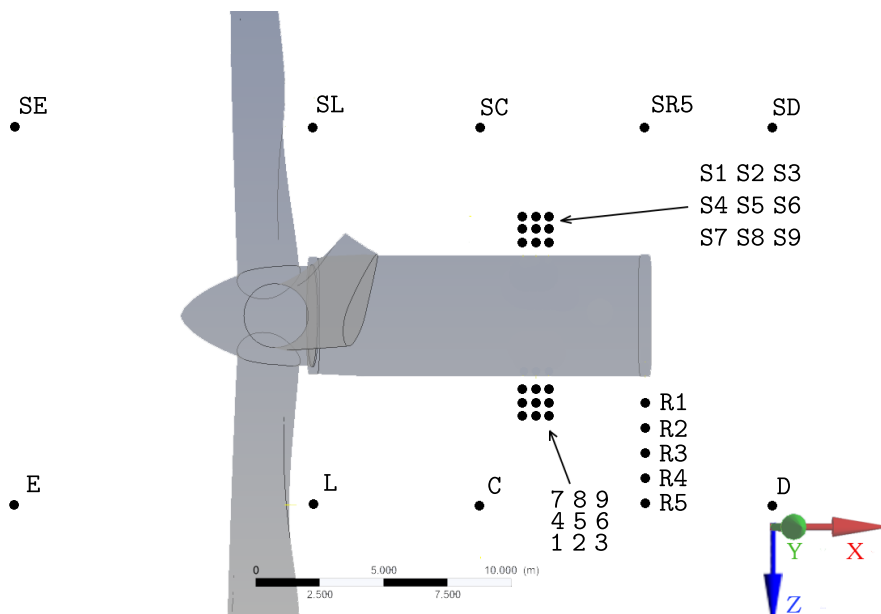


Рис. 3. Расположение расчетных точек (вид сверху)  
 [Figure 3. Location of calculated points (top view)]

тыре удалены на 5 м от стенок гондолы. Точки R1–R5 нужны для проведения анализа изменчивости движения ветрового потока по мере отдаления от стенки. Каждая из этой группы имеет шаг в 1 м. Наиболее вероятными для размещения прибора являются точки 5 и S5. В них исключается проблема с большой длиной опорного штока, характерная для ранее описанных точек. Точки 5 и S5 располагаются на расстоянии 1 м от гондолы. Они окружены скоплением из других точек на расстоянии 0.5 м друг от друга для получения более четкой картины поведения воздушного потока в этой области. Однако очевидно, что чем больше расстояние от точки до стенки, тем длиннее и массивнее должен быть опорный шток.

Во всех точках выполнен расчет следующих параметров:

- **Velocity** — скорость набегающего потока, м/с;
- **Velocity u** — составляющая вектора скорости по оси X, м/с;
- **Velocity w** — составляющая вектора скорости по оси Z, м/с;
- **Pressure** — давление, Па.

**4. Шаг по времени.** Производится вычисление оптимального шага и времени расчета. Установившийся режим обычно достигается после первого перехода лопасти на место другой. Периодичность вращения можно выразить через синусоидальный закон для угловой скорости в 1 рад/с, что будет достаточным для расчетных случаев с низкой быстроходностью и скоростью ветра.

Функция  $\sin(t)$  для пяти периодов соответствует расчетному времени

$$t_{\text{calc}} = \frac{2\pi \cdot \lambda}{\omega} = \frac{2\pi \cdot 5}{1} = 31.416 \text{ [c]}.$$



Один период равен

$$t_{\text{per}} = \frac{2\pi}{\omega} = \frac{2\pi}{1} = 6.2832 \text{ [с]}.$$

Для достаточного итерационного совпадения с синусоидой период делится на 40 частей:

$$t_{\text{step}} = \frac{t_{\text{per}}}{40} = \frac{6.2832}{40} = 0.15708 \text{ [с]}.$$

**5. Обработка результатов.** Вычисление мгновенных значений дифференциальной ошибки ориентации производится по формуле

$$\Theta_i = \arccos\left(\frac{|V_x|}{\sqrt{V_x^2 + V_z^2}}\right) + \alpha \text{ [град.]}. \quad (1)$$

Выполняется подсчет среднего арифметического для каждой точки:

$$\langle \Theta \rangle = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Theta_i \text{ [град.]}, \quad (1)$$

где  $n$  — количество итераций.

Данный подход справедлив только при отсутствии периодичности колебаний. В противном случае, если на графике ее можно четко отследить, то ведется подсчет среднего арифметического начиная с момента появления первого выраженного периода. Такой подход позволяет более точно определить результирующее значение в каждой точке. Тогда формула (1) принимает следующий вид:

$$\langle \Theta \rangle = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \Theta_i \text{ [град.]}, \quad (2)$$

где  $m$  — количество итераций установившегося режима.

На основании представленных выше исходных данных и допущений было выполнено моделирование изменения аэродинамических параметров для каждого расчетного случая. В результате были получены значения дифференциальной ошибки для каждой точки при различных величинах скорости ветра, быстроходности ротора и угла направления на ветер.

Все эти данные были проверены на наличие заведомо неверных результатов в виде случайных выбросов, существенно отличающихся по величине от соседних значений. Такие мгновенные значения приняты за ошибки численного метода и скорректированы вручную до рядом стоящих величин.

Далее значения дифференциальной ошибки для различных режимов были сведены в единую таблицу по следующему правилу: средние арифметические по каждой точке, посчитанные по формулам (1) и (2) в зависимости от характера колебаний, сравниваются между собой на предмет наименьшей величины (табл. 2). Расчетные случаи имеют сокращенные обозначения вида  $\lambda \langle \text{значение} \rangle V \langle \text{значение} \rangle \alpha \langle \text{значение} \rangle$ , что означает указание по порядку параметров быстроходности, скорости ветра и угла направления на ветер.

В табл. 2 представлены только наиболее значимые точки, выбор которых будет обоснован далее. Также в таблице не представлены столбцы оценочных точек.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Полные результаты расчетов могут быть предоставлены читателю авторами статьи по отдельному запросу.



Таблица 2

Сводная таблица результатов по точкам [Summary table of results by points]

| Case Study                                                              | D    | R1    | R5   | 5     | S5    | Case Study                                                              | D     | R1    | R5    | 5     | S5     |
|-------------------------------------------------------------------------|------|-------|------|-------|-------|-------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|
| $\lambda\langle 3 \rangle V\langle 3 \rangle \alpha\langle 1 \rangle$   | 5.9  | 5.2   | 6.7  | 7.4   | 10.2  | $\lambda\langle 5 \rangle V\langle 7 \rangle \alpha\langle 30 \rangle$  | 5.33  | 14.56 | 4.95  | 17.56 | 93.61  |
| $\lambda\langle 3 \rangle V\langle 3 \rangle \alpha\langle 20 \rangle$  | 1.5  | 10.1  | 2.5  | 13.2  | 73.4  | $\lambda\langle 5 \rangle V\langle 12 \rangle \alpha\langle 1 \rangle$  | 4.4   | 3.9   | 5.9   | 3.9   | 4.7    |
| $\lambda\langle 3 \rangle V\langle 3 \rangle \alpha\langle 30 \rangle$  | 2.25 | 15.89 | 5.02 | 19.56 | 55.75 | $\lambda\langle 5 \rangle V\langle 12 \rangle \alpha\langle 20 \rangle$ | 7.7   | 9.6   | 7.6   | 12.3  | 133.5  |
| $\lambda\langle 3 \rangle V\langle 7 \rangle \alpha\langle 1 \rangle$   | 5.4  | 6.7   | 5.7  | 8.2   | 12.2  | $\lambda\langle 5 \rangle V\langle 12 \rangle \alpha\langle 30 \rangle$ | 8.48  | 15.05 | 8.01  | 18.23 | 112.64 |
| $\lambda\langle 3 \rangle V\langle 7 \rangle \alpha\langle 20 \rangle$  | 3.2  | 12.2  | 4.6  | 13.5  | 69.7  | $\lambda\langle 7 \rangle V\langle 3 \rangle \alpha\langle 1 \rangle$   | 8.1   | 4.9   | 6.9   | 3.7   | 6      |
| $\lambda\langle 3 \rangle V\langle 7 \rangle \alpha\langle 30 \rangle$  | 3.44 | 15.33 | 5.04 | 19.05 | 60.93 | $\lambda\langle 7 \rangle V\langle 3 \rangle \alpha\langle 20 \rangle$  | 11.3  | 9.1   | 6.9   | 10.8  | 33.4   |
| $\lambda\langle 3 \rangle V\langle 12 \rangle \alpha\langle 1 \rangle$  | 5.7  | 6.1   | 7.3  | 9.4   | 30    | $\lambda\langle 7 \rangle V\langle 3 \rangle \alpha\langle 30 \rangle$  | 5.2   | 13.62 | 5.08  | 16.44 | 48     |
| $\lambda\langle 3 \rangle V\langle 12 \rangle \alpha\langle 20 \rangle$ | 3.7  | 10    | 4.6  | 12.3  | 91.6  | $\lambda\langle 7 \rangle V\langle 7 \rangle \alpha\langle 1 \rangle$   | 4.2   | 5.1   | 5.1   | 4.2   | 6.5    |
| $\lambda\langle 3 \rangle V\langle 12 \rangle \alpha\langle 30 \rangle$ | 3.69 | 15.72 | 4.89 | 18.71 | 74.37 | $\lambda\langle 7 \rangle V\langle 7 \rangle \alpha\langle 20 \rangle$  | 9.2   | 8.8   | 8.7   | 11.3  | 66.6   |
| $\lambda\langle 5 \rangle V\langle 3 \rangle \alpha\langle 1 \rangle$   | 5.1  | 5.3   | 5.4  | 4.6   | 3.9   | $\lambda\langle 7 \rangle V\langle 7 \rangle \alpha\langle 30 \rangle$  | 8.43  | 13.72 | 8.46  | 16.9  | 79.26  |
| $\lambda\langle 5 \rangle V\langle 3 \rangle \alpha\langle 20 \rangle$  | 3.7  | 9.1   | 3    | 9.9   | 28.2  | $\lambda\langle 7 \rangle V\langle 12 \rangle \alpha\langle 1 \rangle$  | 5     | 6.5   | 6.4   | 7.6   | 6.6    |
| $\lambda\langle 5 \rangle V\langle 3 \rangle \alpha\langle 30 \rangle$  | 3.95 | 14.94 | 5.52 | 17.84 | 51.19 | $\lambda\langle 7 \rangle V\langle 12 \rangle \alpha\langle 20 \rangle$ | 12    | 9.6   | 12.3  | 12.4  | 105.5  |
| $\lambda\langle 5 \rangle V\langle 7 \rangle \alpha\langle 1 \rangle$   | 6.7  | 5.6   | 9.7  | 5.6   | 5.3   | $\lambda\langle 7 \rangle V\langle 12 \rangle \alpha\langle 30 \rangle$ | 11.99 | 14.09 | 14.24 | 18.31 | 139.72 |
| $\lambda\langle 5 \rangle V\langle 7 \rangle \alpha\langle 20 \rangle$  | 2.8  | 8.9   | 4.4  | 11.1  | 65.5  |                                                                         |       |       |       |       |        |

Последующая обработка состояла в обобщении полученных результатов для каждой точки. Необходимо было учесть, что ветер чаще всего меняет свое направление не мгновенно, а большие углы направления представляют собой редкое явление даже на малом промежутке времени из-за того, что при постепенном изменении угла система управления успевает переориентировать ротор вслед за ветровым потоком. Поэтому для каждой точки была рассчитана относительная суммарная ошибка, учитывающая статистическое распределение/вероятность каждого режима по времени. Относительная суммарная ошибка рассчитана по формуле

$$e = \sum k_i e_i,$$

где  $e_i$  — значение отклонения для  $i$ -го режима;  $k_i$  — весовой коэффициент для  $i$ -го режима, учитывающий относительную длительность работы ВЭУ в этом режиме.

Рассчитанные значения относительной суммарной ошибки в большинстве точек для наглядности были выведены на диаграмму, представленную на рис. 4.

Анализируя полученные данные, можно заметить, что наименьшие значения отклонения воздушного потока наблюдаются в точках D, SD, R1–R5, 5 и 8. При этом обнаружено, что низкие величины дифференциальной ошибки ориентации наблюдаются в точках D, R4, R5, SD на низких скоростях ветра и малой быстроходности. При высокой быстроходности преимущество имеют точки R2 и R3. Но с практической точки зрения ни одна из них не является оптимальной по удаленности от гондолы. При этом на углах направления на ветер в 1 и 20° точки R1 и 5 имеют невысокий уровень ошибки при сравнении с обозначенными выше точками. Обе точки расположены на расстоянии 1 м

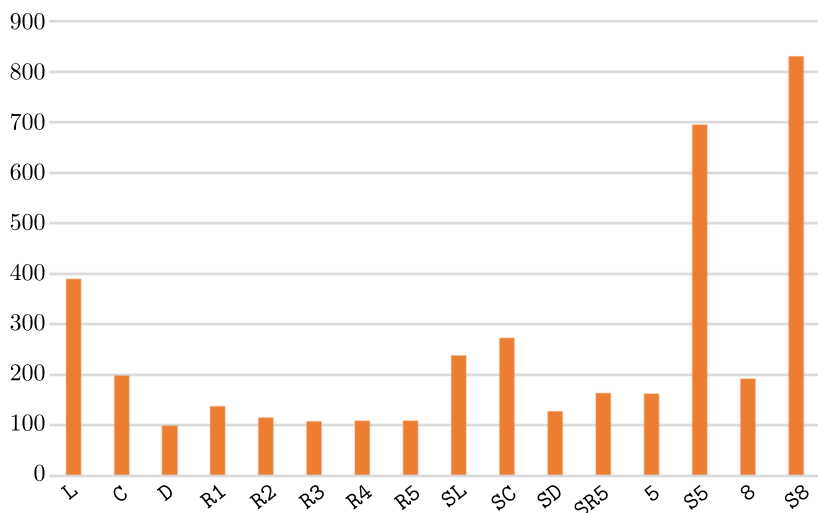


Рис. 4. Относительная суммарная величина дифференциальной ошибки в исследуемых точках

[Figure 4. Relative total value of the differential error for the studied points]

от стенки гондолы и могут быть использованы для размещения прибора на штоке приемлемой длины.

Для более наглядного представления результатов моделирования было выполнено построение трехмерных графиков для указанных точек с использованием полиномиального осреднения при разной быстроходности и различных скоростях ветра (рис. 5).

При анализе графиков приоритет отдается углам направления на ветер в 1 и 20° в связи с тем, что углы порядка 30° и выше являются редким явлением. Чаще всего система ориентации ротора ВЭУ корректирует направление на ветер раньше, чем установится такой угол направления.

Из графиков видно, что амплитудные значения отклонений для точки 5 выше, чем для R1, при любых углах направления ветер. Влияние завихрений в середине пристеночной области гондолы сильнее, чем на ее конце. При высокой быстроходности и низкой скорости ветра во всех случаях наблюдается снижение дифференциальной ошибки. В точке 5 наибольшая величина ошибки проявляется при низкой быстроходности и высокой скорости ветра независимо от величины угла направления на ветер. Таким образом, точка R1 является более предпочтительной.

Чтобы оценить преимущество стереопанорамного анеморумбометра, т.е. размещения приборов по бокам гондолы (для точки R1 и зеркальной ей) перед стандартным одиночным (на расстоянии 8 м от ротора и на высоте 3 м), были выполнены дополнительные расчеты при номинальном режиме работы ВЭУ (скорость набегающего потока 12.5 м/с [14]) при быстроходности, равной 5. В табл. 3 представлены значения среднеарифметической дифференциальной ошибки ориентации для четырех углов направления на ветер.

Моделирование показало, что точность определения направления ветрового потока в случае с расположением приборов в точках R1 и зеркальной ей будет значительно выше, т.к. при малых углах направления величина ошибки в 3–4 раза меньше, чем при стандартном расположении прибора. Однако при значении угла направления на ветер 0 начиная приблизительно с 15° она

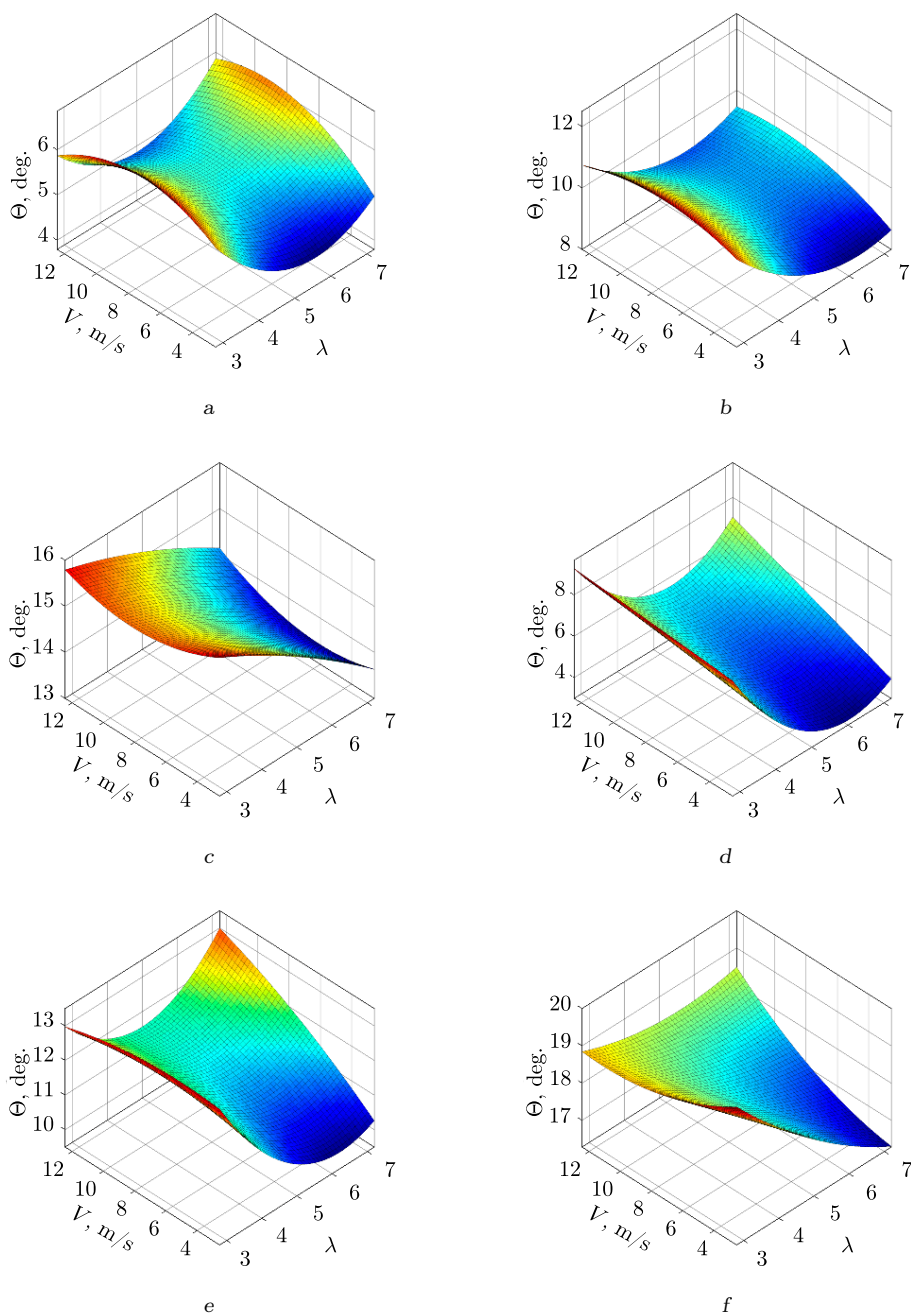


Рис. 5. Графики среднеарифметических значений дифференциальной ошибки: а — угол направления на ветер  $1^\circ$  для точки R1; б — угол направления на ветер  $20^\circ$  для точки R1; с — угол направления на ветер  $30^\circ$  для точки R1; д — угол направления на ветер  $1^\circ$  для точки 5; е — угол направления на ветер  $20^\circ$  для точки 5; ф — угол направления на ветер  $30^\circ$  для точки 5

[Figure 5. Graphs of the arithmetic mean values of the differential yaw error: a — the yaw angle  $1^\circ$  at the point R1; b — the yaw angle  $20^\circ$  at the point R1; c — the yaw angle  $30^\circ$  at the point R1; d — the yaw angle  $1^\circ$  at the point 5; e — the yaw angle  $20^\circ$  at the point 5; f — the yaw angle  $30^\circ$  at the point 5]

Сравнение значений дифференциальной ошибки  
[Comparison of differential error values]

| Wind direction<br>angle (yaw error), deg. | Error for the standard<br>location of the common<br>single weather vane, deg. | Error for the location of the stereo<br>devices on both sides<br>of the nacelle, deg. |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| 1                                         | 14.87                                                                         | 3.93                                                                                  |
| 10                                        | 14.53                                                                         | 3.77                                                                                  |
| 20                                        | 8.6                                                                           | 9.6                                                                                   |
| 30                                        | 6.73                                                                          | 15.05                                                                                 |

оказывается достаточно высокой, что может быть связано с турбулентным обтеканием гондолы при чрезмерном увеличении угла направления, когда существенная доля воздушного потока имеет поперечное направление.

Таким образом, можно утверждать, что точка R1 и зеркальная ей являются наиболее предпочтительными и удобными для размещения датчика направления ветра. Заметим, что в этом случае присутствует несимметричность показаний для левых и правых направлений ветра относительно продольной оси гондолы. Для устранения асимметрии сигналы от обоих датчиков складываются друг с другом, а ошибка одного из них вычитается из ошибки другого. Предполагается, что такой подход позволяет уменьшить величину дифференциальной ошибки ориентации практически до нуля.

**6. Моделирование в Matlab/Simulink.** Для подтверждения предположения было проведено моделирование работы ВЭУ с системами управления ориентацией на ветер двух типов: с использованием одного датчика направления, расположенного сверху гондолы, и с использованием двух датчиков, расположенных в оптимальных местах по обеим сторонам гондолы. Структурные схемы таких систем управления приведены на рис. 6, а и б.

Представленные схемы систем управления были реализованы в соответствующих имитационных моделях, содержащих модели объектов управления с одинаковыми характеристиками и отличающихся лишь алгоритмами управления. В среде Matlab/Simulink построена блок-диаграмма имитационной модели ВЭУ, представленная на рис. 6, с.

Здесь блок System Input генерирует сигналы скорости и направления воздушного потока, действующего на ВЭУ. Два модуля — Single Sensor WPU и Double Sensor WPU имитируют работу ВЭУ. Эти модули идентичны по своей структуре и отличаются алгоритмом работы блока Sensor Unit. Каждый модуль состоит из трех блоков: Wind Turbine, Sensor Unit и Yaw Control System. Блок Wind Turbine принимает задающие сигналы от System Input, в которых содержится информация о скорости и направлении ветра. Внутри блока эти сигналы подвергаются обработке таким образом, чтобы сформировать сигнал, соответствующий параметрам воздушного потока, падающего на датчик/датчики направления ветра. Здесь моделируется отклонение воздушного потока для соответствующего режима работы ротора (учитываются скорость ветра и текущая быстроходность ротора) и задается место расположения датчика. Таким образом, на выходе Flow Deflection блока Wind Turbine формируется сигнал, действующий на датчик, расположенный сверху гондолы для модуля Single Sensor WPU. Аналогично, для модуля Double Sensor

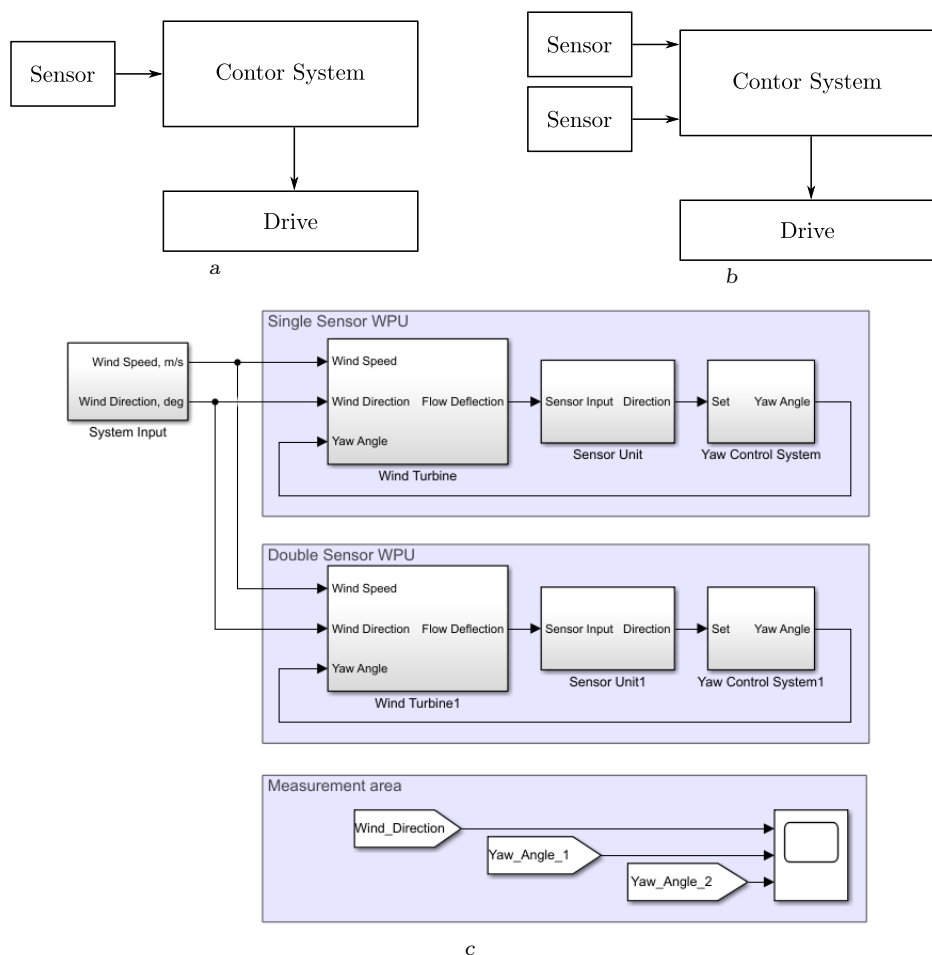


Рис. 6. Моделирование в Matlab/Simulink: *a* — схема систем управления ориентации на ветер с одним датчиком направления; *b* — схема систем управления ориентации на ветер с двумя датчиками направления; *c* — блок-диаграмма имитационной модели ВЭУ в среде Matlab/Simulink

[Figure 6. Simulation in Matlab/Simulink: *a* — the block diagrams of yaw control systems with one direction sensor; *b* — the block diagrams of yaw control systems with two side-based sensors ("stereo" sensor); *c* — the block diagram of simulation model in Matlab/Simulink]

WPU формируется двойной сигнал, действующий на пару датчиков направления ветра, расположенных по обеим сторонам гондолы.

Далее сигнал поступает на блок Sensor Unit, в котором моделируется работа датчика направления воздушного потока, который по этому сигналу оценивает направление на ветер. Для модуля Single Sensor WPU реализован алгоритм определения направления по одиночному сигналу, а для модуля Double Sensor WPU направление определяется по двум сигналам для левого и правого датчиков.

В следующем блоке Yaw Control System моделируется работа системы ориентации на ветер. Входным сигналом для этого блока является значение необходимого угла направления, и система управления ориентацией ВЭУ поворачивает гондолу ВЭУ на заданный угол. Система ориентации реализована по замкнутому типу с пропорционально-интегральным регулятором и обрат-

ной связью по положению. В качестве исполнительного устройства принят электрический привод с понижающим редуктором, а объектом управления является распределенная масса с моментом инерции, эквивалентным моменту инерции гондолы, моделируемой ВЭУ.

Для сравнительного анализа работы двух систем в модуле Measurement Area производилась регистрация входного сигнала, содержащего изменяющееся во времени направление ветра, и двух выходных сигналов, соответствующих рассчитанному значению направления гондолы для систем управления с одним датчиком направления и двумя в соответствии с рассматриваемыми случаями.

Результаты моделирования системы управления ориентацией ВЭУ на ветер с использованием двух подходов приведены на рис. 7.

На рис. 7 зеленым цветом показан входной сигнал, соответствующий направлению ветра. Сигнал формирует входное воздействие в виде направления ветра, в начальный момент времени равного значению  $0^\circ$  в глобальной системе координат. После этого начиная с 20 по 30 секунду направление ветра меняется с угла  $0$  до  $10^\circ$ , после чего до конца моделируемого временного интервала сохраняет это значение. Для большего соответствия реальной картине в сигнал добавлена случайная компонента.

Синим цветом показан отклик при работе с одним датчиком направления. Из результатов моделирования видно, что с самого начала работы возникает дифференциальная ошибка ориентации, и система управления ВЭУ разворачивает гондолу на величину от  $6$  до  $7^\circ$  (участок от  $0$  до  $20$  секунд). Затем наступает смена направления ветра, система управления ориентацией замечает это и начинает поворачивать гондолу для устранения рассогласования (участок  $20$ – $30$  секунд). При этом видно, что дифференциальная ошибка сохраняется и не устраняется, что приводит к неэффективной работе ВЭУ и снижению выработки электрической энергии.

График красного цвета соответствует работе системы управления ориентацией ВЭУ на ветер с использованием двух датчиков, расположенных по

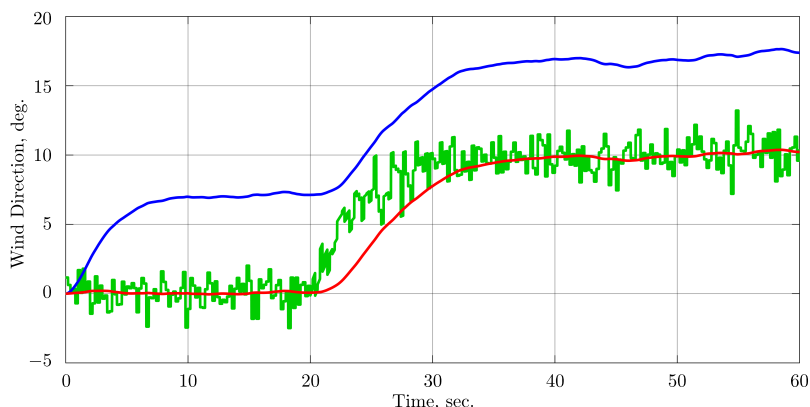


Рис. 7. Результаты моделирования в среде *Matlab/Simulink* (онлайн в цвете)

[Figure 7 (color online). Simulation results in *Matlab/Simulink*: the green line represents the input signal corresponding to a wind direction; the blue line represents the operation of the wind turbine orientation system with a single direction sensor; the red line represents the operation of the wind turbine orientation system using two sensors]

обеим сторонам гондолы в оптимальных местах. Из него видно, что система управления верно определяет направление ветра, устраняя ошибку ориентации до нуля.

Таким образом, сравнительный анализ работы ВЭУ, где вместо одного датчика направления ветра, расположенного сверху гондолы, используется два датчика, расположенных по обеим сторонам гондолы в оптимальных точках, показал, что предложенный способ определения направления ветра практически полностью устраняет дифференциальную ошибку ориентации и обеспечивает правильную ориентацию ротора ВЭУ.

**Заключение.** Сформулированы выводы, основанные на анализе публикаций и результатах моделирования.

1. В результате анализа публикаций выявлено, что усредненная ошибка ориентации ГО ВЭУ составляет от 3 до 4°, что соответствует энергетическим потерям порядка 1 %. Однако в ряде случаев ошибка может достигать от 30 до 40°, что соответствует потерям порядка 24 %.
2. Анализ результатов численного моделирования вихреобразования в пристеночных областях гондолы в пакете **ANSYS® CFX** позволил рассчитать усредненное значение дифференциальной ошибки в отобранных для исследования точках при различных значениях скорости потока и быстроходности ротора, тем самым оптимизировав оптимальное местоположение датчика направления и скорости ветра с учетом конструктивных особенностей гондолы и непосредственно самого датчика.
3. Анализ поведения воздушного потока в пристеночной области гондолы показывает, что использование двух симметрично расположенных датчиков направления и скорости ветра (названных «стереодатчиками») с обеих сторон гондолы предпочтительнее, чем один датчик сверху гондолы, при этом ошибка ориентации может быть уменьшена в 3–4 раза.<sup>2</sup> Возможно, большее количество датчиков еще сильнее уменьшит ошибку ориентации, но также окажет некоторое влияние на взаимные показания.<sup>3</sup>
4. Моделирование работы датчиков в пакете **Matlab/Simulink** показало полное устранение ошибки ориентации ротора при использовании «стереодатчика» и сохранение ошибки при использовании одного («классического») датчика.<sup>4</sup>

Приведенные результаты показывают преимущество использования «стереодатчика» в системе управления ориентацией ГО ВЭУ по сравнению с «классическим».

Следует отметить, что существует широкий спектр датчиков, которые могут быть использованы для рассматриваемой задачи, поэтому конструкция прибора для бокового расположения в данной работе не раскрывается. С этой точки зрения, представленные результаты порождают множество областей для исследований.

**Конкурирующие интересы.** Заявляем, что в отношении авторства и публикации

<sup>2</sup>Эта концепция похожа на стереовидение, когда картинка выглядит более четкой. Также она пересекается с принципом навигации «чем больше датчиков – тем выше точность», как указано в [16].

<sup>3</sup>Это утверждение требует дополнительных исследований.

<sup>4</sup>Таким образом, результаты данного исследования будут полезны разработчикам датчиков направления ветра, а также инженерам ВЭУ.



этой статьи конфликта интересов не имеем.

**Авторский вклад и ответственность.** Е.В. Соломин — разработка концепции исследования, систематизация материала, работа с чистовиком рукописи. А.С. Мартянов — обобщение результатов расчета в ANSYS® CFX, расчет относительной суммарной величины дифференциальной ошибки, имитационное моделирование в Matlab/Simulink. А.А. Ковалёв — выполнение расчетов в ANSYS® CFX, обработка результатов, работа с чистовиком рукописи. Г.Н. Рявкин — визуализация и подготовка графических материалов, работа с черновиком рукописи. К.В. Осинцев — визуализация и подготовка графических материалов, работа с черновиком рукописи. Я.С. Болков — предварительный расчет в Excel и MathCad. Д.С. Антипин — обзор литературы, работа с черновиком рукописи. Все авторы утвердили окончательный вариант рукописи и несут ответственность за все аспекты работы.

**Финансирование.** Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-11-20016, <https://rscf.ru/project/23-11-20016/>, а также гранта Фонда Содействия инновациям, № 16918ГУ/2021. Исследования выполнены с использованием суперкомпьютерных ресурсов ЮУрГУ.

**Используемое программное обеспечение.** Информация о лицензиях на программное обеспечение находится по следующим ссылкам:

- <https://supercomputer.susu.ru/users/simulation/ansyscfx/>
- <https://supercomputer.susu.ru/users/simulation/SolidWorks/>
- <https://supercomputer.susu.ru/users/simulation/matlab/>

## Библиографический список

1. Scholbrock A. K., Fleming P. A., Fingersh L. J., et al. *Field testing LIDAR based feed-forward controls on the NREL controls advanced research turbine*: 51st AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition (Grapevine, Texas; January 7–10, 2013). Conference Paper NREL/CP-5000-57339, 2013. 8 pp. DOI: <https://doi.org/10.2514/6.2013-818>.
2. Steven L., Eamon McK. LIDAR and SODAR measurements of wind speed and direction in upland terrain for wind energy purposes // *Remote Sens.*, 2011. vol. 3, no. 9. pp. 1871–1901. DOI: <https://doi.org/10.3390/rs3091871>.
3. Dongran S., Yang J., Fan X., et al. Maximum power extraction for wind turbines through a novel yaw control solution using predicted // *Energy Con. Man.*, 2018. vol. 157, no. 4. pp. 587–599. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.019>.
4. Qu C., Lin Z., Chen P., et al. An improved data-driven methodology and field-test verification of yaw misalignment calibration on wind turbines // *Energy Con. Man.*, 2022. vol. 266, no. 4, 115786. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115786>.
5. Liu Z., Gao W., Wan Y.-H., Muljadi E. *Wind power plant prediction by using neural networks*: IEEE Energy Conversion Conference and Exposition (Raleigh, North Carolina; September 15–20, 2012). Conference Paper NREL/CP-5500-55871, 2012. 7 pp. DOI: <https://doi.org/10.1109/ECCE.2012.6342351>.
6. Karakasis N., Mesemanolis A., Nalmpantis T., Mademlis C. Active yaw control in a horizontal axis wind system without requiring wind direction measurement // *IET Renewable Power Generation*, 2016. vol. 10, no. 9. pp. 1441–1449. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0005>.
7. Mamidipudi P., Dakin E., Hopkins A., et al. *Yaw Control: The Forgotten Controls Problem*. Virginia: Catch the Wind, Inc., 2011.
8. Solomin E., Terekhin A., Martyanov A., et al. Horizontal axis wind turbine yaw differential error reduction approach // *Energy Con. Man.*, 2022. vol. 254, no. 9, 115255. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115255>.

9. Pei Y., Qian Z., Jing B., et al. Data-driven method for wind turbine yaw angle sensor zero-point shifting fault detection // *Energies*, 2018. vol. 11, no. 3, 553. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11030553>.
10. Kim M.-G., Dalhof P. Yaw systems for wind turbines – Overview of concepts, current challenges and design methods // *J. Phys.: Conf. Ser.*, 2014. vol. 524, no. 1, 012086. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/524/1/012086>.
11. *Total Energy: World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2023* [Electronic resource]. URL: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-energy-production.html> (Accessed: May 29, 2023).
12. Astolfi D., Castellani F., Becchetti M., et al. Wind turbine systematic yaw error: Operation data analysis techniques for detecting it and assessing its performance impact // *Energies*. vol. 13, no. 9, 2351. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13092351>.
13. Churchfield M., Lee S., Moriarty P., et al. *A large-eddy simulation of wind-plant aerodynamics*: 50th AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition (Nashville, Tennessee; January 9–12, 2012). Conference Paper NREL/CP-5000-53554, 2012. 19 pp. DOI: <https://doi.org/10.2514/6.2012-537>.
14. *Siemens SWT-3.6-120 Offshore — 3,60 MW — Wind turbine* [Electronic resource]. URL: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/669-siemens-swt-3.6-120-offshore> (Accessed: May 29, 2023).
15. Соломин Е. В., Терехин А. А., Мартыанов А. С. [и др.] Оценка влияния моделей турбулентности на описание процессов вихреобразования в ветроэнергетике // *Вестн. Сам. гос. техн. ун-та. Сер. Физ.-мат. науки*, 2022. Т. 26, № 2. С. 339–354. EDN: [SVRJGF](https://doi.org/10.14498/vsgtu1885). DOI: <https://doi.org/10.14498/vsgtu1885>.
16. Mueller K., Atman J., Kronenwett N., et al. A multi-sensor navigation system for outdoor and indoor environments / *Proceedings of the 2020 International Technical Meeting of The Institute of Navigation*. San Diego, California, 2020. pp. 612–625. DOI: <https://doi.org/10.33012/2020.17165>.

MSC: 76G25, 76N15, 76F05

## Wind direction stereo sensor for the wind turbine active yaw system

*E. V. Solomin, A. S. Martyanov,  
A. A. Kovalyov, G. N. Ryavkin,  
K. V. Osintsev, Ya. S. Bolkov, D. S. Antipin*

South Ural State University (National Research University),  
76, Lenin pr., Chelyabinsk, 454080, Russian Federation.

### Abstract

The traditional approach to the horizontal axis wind turbine yawing process leads to the appearance of a known differential yawing error due to the periodic deflection of the air flow by the rotating blades. To reduce its amplitude, usually recorded by a single weather vane located on the top of the nacelle.

This study proposes a new approach, namely the usage of a complex or “stereo” sensor in the form of two devices symmetrically located on both sides of the nacelle (similar to stereoscopic devices). To prove the effectiveness of the approach, several specific points near the nacelle were selected for subsequent modeling of air flows in ANSYS® CFX software using the  $k-\varepsilon$  turbulence model based on the Navier–Stokes differential equations. At each point, the average value of the orientation angle error was calculated under the following conditions: different wind speeds, tip speed ratios, and wind direction angles. As a result, two points most suitable for the placement of devices were identified. Also, the advantage of a stereo-panoramic device over a traditional one is clearly shown numerically by the example of a case study with nominal parameters. The Matlab/Simulink analysis showed an increase in wind turbine performance due to improved reliability of wind direction determination when properly positioned wind flow sensors are used.

This article does not give any idea of a sensor design, since any principle can be used to determine the correct wind direction. However, the authors

### Mathematical Modeling, Numerical Methods and Software Complexes Research Article

© Authors, 2023

© Samara State Technical University, 2023 (Compilation, Design, and Layout)

 The content is published under the terms of the [Creative Commons Attribution 4.0 International License](http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/) (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

#### Please cite this article in press as:

Solomin E. V., Martyanov A. S., Kovalyov A. A., Ryavkin G. N., Osintsev K. V., Bolkov Ya. S., Antipin D. S. Wind direction stereo sensor for the wind turbine active yaw system, *Vestn. Samar. Gos. Tekhn. Univ., Ser. Fiz.-Mat. Nauki* [J. Samara State Tech. Univ., Ser. Phys. Math. Sci.], 2023, vol. 27, no. 3, pp. 573–592. EDN: NYJI00. DOI: [10.14498/vsgtu2016](https://doi.org/10.14498/vsgtu2016) (In Russian).

#### Authors' Details:

*Eugeny V. Solomin*  <https://orcid.org/0000-0002-4694-0490>

Dr. Tech. Sci., Professor; Dept. of Power Stations, Networks and Power Supply Systems;  
e-mail: [solominev@susu.ru](mailto:solominev@susu.ru)

*Andrey S. Martyanov*  <https://orcid.org/0000-0002-9997-9989>

Cand. Techn. Sci., Associate Professor; Dept. of Power Stations, Networks and Power Supply Systems; e-mail: [martianovas@susu.ru](mailto:martianovas@susu.ru)

are considering a new “stereo sensor”, which will be studied in more detail in the following articles.

**Keywords:** horizontal axis wind turbine, attitude control system, CFD analysis, differential error, weather vane deflection simulation, energy loss reduction.

Received: 3<sup>rd</sup> May, 2023 / Revised: 29<sup>th</sup> May, 2023 /

Accepted: 25<sup>th</sup> June, 2023 / First online: 26<sup>th</sup> September, 2023

---

**Competing interests.** We declare that we have no conflicts of interest in the authorship

**Authors' contributions and responsibilities.** E.V. Solomin: Development of the research concept; Material systematization; Writing — review & editing. A.S. Martynov: Generalization of the calculation results in ANSYS® CFX; Calculation of the relative total value of the differential error; Simulation modeling in Matlab/Simulink. A.A. Kovalyov: Performing calculations in ANSYS® CFX; Results Analysis; Writing — original draft. G.N. Ryavkin: Visualization and preparation of graphical materials; Writing — original draft. K.V. Osintsev: Visualization and preparation of graphical materials; Writing — original draft. Ya.S. Bolkov: Preliminary calculation in Excel and MathCad. D.S. Antipin: Literature review; Writing — original draft. All the authors approved the final version of the manuscript and are accountable for all aspects of the work.

**Funding.** The study was supported by the Russian Science Foundation grant no. 23–11–20016, <https://rscf.ru/en/project/23-11-20016/>, and by the Foundation for Assistance to Small Innovative Enterprises grant no. 16918GU/2021. The reported study was performed using supercomputer resources of the South Ural State University.

**Used Software.** Software licenses can be found at the following links (In Russian):

- <https://supercomputer.susu.ru/users/simulation/ansyscfx/>
- <https://supercomputer.susu.ru/users/simulation/SolidWorks/>
- <https://supercomputer.susu.ru/users/simulation/matlab/>

## References

1. Scholbrock A. K., Fleming P. A., Fingersh L. J., et al. *Field testing LIDAR based feed-forward controls on the NREL controls advanced research turbine*, 51st AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition (Grapevine, Texas; January 7–10, 2013). Conference Paper NREL/CP-5000-57339, 2013, 8 pp. DOI: <https://doi.org/10.2514/6.2013-818>.

---

Anton A. Kovalyov  <https://orcid.org/0000-0001-6952-277X>

Postgraduate Student; Dept. of Power Stations, Networks and Power Supply Systems;  
e-mail: [alpenglow305@yandex.ru](mailto:alpenglow305@yandex.ru)

Gleb N. Ryavkin  <https://orcid.org/0000-0002-7637-0310>

Postgraduate Student; Dept. of Power Stations, Networks and Power Supply Systems;  
e-mail: [amd3@bk.ru](mailto:amd3@bk.ru)

Konstantin V. Osintsev  <https://orcid.org/0000-0002-0791-2980>

Cand. Techn. Sci., Associate Professor; Dept. of Industrial Heat and Power Engineering;  
e-mail: [osintsev2008@yandex.ru](mailto:osintsev2008@yandex.ru)

Yaroslav S. Bolkov  <https://orcid.org/0000-0003-0807-1623>

Postgraduate Student; Dept. of Industrial Heat and Power Engineering;  
e-mail: [iar-bolkov@yandex.ru](mailto:iar-bolkov@yandex.ru)

Dmitry S. Antipin  <https://orcid.org/0009-0005-3372-6718>

Postgraduate Student; Dept. of Power Stations, Networks and Power Supply Systems;  
e-mail: [andimas98@gmail.com](mailto:andimas98@gmail.com)

2. Steven L., Eamon McK. LIDAR and SODAR measurements of wind speed and direction in upland terrain for wind energy purposes, *Remote Sens.*, 2011, vol. 3, no. 9, pp. 1871–1901. DOI: <https://doi.org/10.3390/rs3091871>.
3. Dongran S., Yang J., Fan X., et al. Maximum power extraction for wind turbines through a novel yaw control solution using predicted, *Energy Con. Man.*, 2018, vol. 157, no. 4, pp. 587–599. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.019>.
4. Qu C., Lin Z., Chen P., et al. An improved data-driven methodology and field-test verification of yaw misalignment calibration on wind turbines, *Energy Con. Man.*, 2022, vol. 266, no. 4, 115786. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115786>.
5. Liu Z., Gao W., Wan Y.-H., Muljadi E. *Wind power plant prediction by using neural networks*, IEEE Energy Conversion Conference and Exposition (Raleigh, North Carolina; September 15–20, 2012). Conference Paper NREL/CP-5500-55871, 2012, 7 pp. DOI: <https://doi.org/10.1109/ECCE.2012.6342351>.
6. Karakasis N., Mesemanolis A., Nalmpantis T., Mademlis C. Active yaw control in a horizontal axis wind system without requiring wind direction measurement, *IET Renewable Power Generation*, 2016, vol. 10, no. 9, pp. 1441–1449. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0005>.
7. Mamidipudi P., Dakin E., Hopkins A., et al. *Yaw Control: The Forgotten Controls Problem*. Virginia, Catch the Wind, Inc., 2011.
8. Solomin E., Terekhin A., Martyanov A., et al. Horizontal axis wind turbine yaw differential error reduction approach, *Energy Con. Man.*, 2022, vol. 254, no. 9, 115255. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115255>.
9. Pei Y., Qian Z., Jing B., et al. Data-driven method for wind turbine yaw angle sensor zero-point shifting fault detection, *Energies*, 2018, vol. 11, no. 3, 553. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11030553>.
10. Kim M.-G., Dalhof P. Yaw systems for wind turbines – Overview of concepts, current challenges and design methods, *J. Phys.: Conf. Ser.*, 2014, vol. 524, no. 1, 012086. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/524/1/012086>.
11. *Total Energy: World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2023* [Electronic resource]. URL: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-energy-production.html> (Accessed: May 29, 2023).
12. Astolfi D., Castellani F., Becchetti M., et al. Wind turbine systematic yaw error: Operation data analysis techniques for detecting it and assessing its performance impact, *Energies*, vol. 13, no. 9, 2351. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13092351>.
13. Churchfield M., Lee S., Moriarty P., et al. *A large-eddy simulation of wind-plant aerodynamics*, 50th AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition (Nashville, Tennessee; January 9–12, 2012). Conference Paper NREL/CP-5000-53554, 2012, 19 pp. DOI: <https://doi.org/10.2514/6.2012-537>.
14. *Siemens SWT-3.6-120 Offshore — 3,60 MW — Wind turbine* [Electronic resource]. URL: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/669-siemens-swt-3.6-120-offshore> (Accessed: May 29, 2023).
15. Solomin E. V., Terekhin A. A., Martyanov A. S., et al. Evaluation of influence of turbulence models on the vortex formation processes modeling in wind power, *Vestn. Samar. Gos. Tekhn. Univ., Ser. Fiz.-Mat. Nauki* [J. Samara State Tech. Univ., Ser. Phys. Math. Sci.], 2022, vol. 26, no. 2, pp. 339–354 (In Russian). EDN: SVRJGF. DOI: <https://doi.org/10.14498/vsgtu1885>.
16. Mueller K., Atman J., Kronenwett N., et al. A multi-sensor navigation system for outdoor and indoor environments, In: *Proceedings of the 2020 International Technical Meeting of The Institute of Navigation*. San Diego, California, 2020, pp. 612–625. DOI: <https://doi.org/10.33012/2020.17165>.