

Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ



УДК 517.958:621.311.245

Дифференциальная ошибка угла ориентации анеморумбометра горизонтально-осевой ветроэнергетической установки

© *Е. В. Соломин, А. А. Терехин, А. С. Мартьянов, А. А. Ковалёв, Д. Р. Исмагилов, А. А. Мирошниченко, Ю. Ян, Г. Н. Рявкин*

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

Аннотация

Рассматривается проблема ориентации горизонтально-осевых ветроэнергетических установок при изменении направления, силы и скорости ветра. Когда направление ветра меняется, активная ометаемая площадь ротора, представляющая собой круг при коллинеарности оси вращения и вектора набегающего потока, уменьшается и принимает форму эллипса. Это, в свою очередь, приводит к снижению вырабатываемой электроэнергии.

Для ориентации ротора используется анеморумбометр, регистрирующий скорость и направление потока ветра. При изменении направления потока ветра соответствующий сигнал передается системе управления, которая дает команду на разворот ротора на ветер. Однако при прохождении потока ветра между вращающимися лопастями его направление искажается, происходит вихреобразование, в результате чего прибор выдает изначально неверные данные о направлении и скорости потока. В результате при регулировании положения ротора коллинеарность оси

Научная статья

 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., Терехин А. А., Мартьянов А. С., Ковалёв А. А., Исмагилов Д. Р., Мирошниченко А. А., Ян Ю., Рявкин Г. Н. Дифференциальная ошибка угла ориентации анеморумбометра горизонтально-осевой ветроэнергетической установки // *Вестн. Сам. гос. техн. ун-та. Сер. Физ.-мат. науки*, 2021. Т. 25, № 2. С. 365–380. <https://doi.org/10.14498/vsgtu1839>.

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

Александр Александрович Терехин  <https://orcid.org/0000-0002-5744-2104>

кандидат технических наук, доцент; каф. летательных аппаратов;
e-mail: aleksandr.terekhin@gmail.com

вращения и вектора набегающего потока не достигается, ометаемая площадь постоянно остается эллипсообразной, а вырабатываемая мощность пропорционально снижается. В связи со значимостью приведенной проблемы целью исследования является получение численных значений угла отклонения в различных режимах путем трехмерного моделирования в программном комплексе ANSYS CFX. Полученные сведения могут быть использованы в дальнейшем для разработки алгоритма устранения данной ошибки.

Ключевые слова: горизонтально-осевая ветроэнергетическая установка, ориентация, анеморумбометр, ошибка угла ориентации.

Получение: 18 декабря 2020 г. / Исправление: 27 марта 2021 г. /

Принятие: 11 мая 2021 г. / Публикация онлайн: 30 июня 2021 г.

1. Постановка задачи, назначение физических и геометрических параметров. Стремительный рост использования полезных ископаемых и резкое увеличение энергопотребления в ряде стран в начале XXI века, связанное с этим интенсивное загрязнение атмосферы, а также угроза глобального потепления с ростом концентрации парниковых газов представляют для человечества вызовы планетарного масштаба, реагировать на которые требуется незамедлительно. Одним из апробированных и экономически выгодных подходов к решению указанных проблем является развитие возобновляемой энергетики. К 2020 году доля одной только ветроэнергетики, сформировавшейся в ряде стран в мощные национальные отрасли, составила свыше 6 % мировой выработки электроэнергии (или около 900 ТВт · ч в год) [1], в связи с чем увеличение эффективности эксплуатируемого оборудования является актуальной задачей мирового уровня.

Возобновляемая энергетика в комплексе решает проблемы как энергодефицита, так и снижения загрязнения окружающей среды, в том числе за счет гибридизации с использованием «зеленых» водородных накопителей [2].

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

Антон Александрович Ковалёв  <https://orcid.org/0000-0001-6952-277X>

аспирант; каф. электрических станций, сетей и систем электроснабжения; e-mail: alpenglow305@yandex.ru

Денис Рашидович Исмагилов  <https://orcid.org/0000-0002-9312-295X>

инженер-исследователь; НОЦ «Аэрокосмические технологии»; e-mail: drismagilov@gmail.com

Алексей Александрович Мирошниченко  <https://orcid.org/0000-0003-4594-3806>

аспирант; каф. электрических станций, сетей и систем электроснабжения; e-mail: alex.miroshnichenko@mail.ru

Юйсун Ян  <https://orcid.org/0000-0002-2941-5942>

аспирант; каф. электрических станций, сетей и систем электроснабжения; e-mail: 1152108936@qq.com

Глеб Николаевич Рявкин  <https://orcid.org/0000-0002-7637-0310>

магистрант; каф. электрических станций, сетей и систем электроснабжения; e-mail: amd3@bk.ru

Быстрое развитие мировой ветроэнергетики, глобальная установленная мощность которой превысила в 2019 году 650 ГВт [1], привело к возникновению целого ряда способов повышения эффективности ветроэнергетических установок (ВЭУ), включая как конструктивные изменения, так и аппаратно-программные, с учетом того, что современная ВЭУ представляет собой сложный электротехнический комплекс с программным управлением. Мировой парк ВЭУ состоит в основном (на 90 %) из крупных горизонтально-осевых ветроэнергетических установок (ГО ВЭУ).

Одной из очевидных и хорошо известных проблем ГО ВЭУ является следующий феномен [3]. При взаимодействии набегающего потока ветра с аэродинамическим профилем лопасти возникает подъемная сила, создающая крутящий момент ротора. При вращении лопасти за ней создается турбулизованный поток, направление которого отличается от начального направления потока ветра. Анеморумбометр — прибор определения скорости и направления ветра, расположенный, как правило, на задней части гондолы — периодически отклоняется при прохождении лопасти через вертикальное положение. В результате усреднения показаний анеморумбометра системой управления определяются параметры не набегающего потока, а его отклоненной турбулизированной составляющей, за счет чего возникает дифференциальная (т.е. разнесенная по времени и величине) ошибка ориентации ротора. В связи с этим система управления дает команду на разворот ротора в сторону снижения ошибки, что приводит к рассогласованию коллинеарности вектора набегающего потока и оси вращения ротора. Результатом такой манипуляции является снижение ометаемой площади, приводящее к потерям выработки энергии пропорционально косинусу угла рассогласования. Далее система управления дает команду на разворот ротора с целью устранения мнимой усредненной ошибки и либо еще увеличивает рассогласование коллинеарности, либо выставляет ротор в такое положение, где ошибка вновь появляется. С учетом реакции на изменение направления ветра многотонный ротор периодически «ориентируется», пытаясь ликвидировать мнимую ошибку рассогласования, что приводит к значительному дополнительному потреблению (а значит, потере) электроэнергии. Выработка энергии генератором ВЭУ в такие периоды может привносить дополнительные ошибки [4] в связи с тем, что система управления ориентируется на падение мощности при определенной быстроходности и дает команду на поиск причины. Более того, в ряде случаев (например, при отключении сети), когда требуется срочное аварийное торможение [5], система управления может некорректно отключиться [6, 7] с невозможностью нормальной работы после восстановления сети. Данная проблема, безусловно, не осталась без внимания ученых и разработчиков и достаточно хорошо освещена [8–10].

Тем не менее, несмотря на внедрение различных приборов точного определения направления (и скорости) ветрового потока типа LiDAR и SoDAR [9], а также дополнительных сенсоров на роторе ВЭУ, проблема возникновения дифференциальной ошибки ротора до сих пор не решена [11, 12].

Вместе с тем повышение выработки электроэнергии даже на 10 % привело бы к экономическому эффекту свыше \$7 млрд. США.¹ Таким образом, проблема является системной и фундаментальной.

¹900 ТВт · ч × \$0.08 × 10 % = \$ 7.2 млрд.

С целью прояснения проблемы и проведения фундаментальных исследований коллективом ученых был инициирован проект, поддержанный позже РФФИ, в области определения дифференциальной ошибки ориентации ротора ГО ВЭУ.

Для проведения данного исследования была выбрана одна из самых распространенных в мире моделей ГО ВЭУ Siemens: SWT-3.6-120 с профилем лопасти B52 и соответствующими характеристиками [13]. Используемая 3D-модель изображена на рис. 1. Основные параметры представлены в таблице.

Далее модель экспортирована в пакет ANSYS CFX для проведения исследований в части численного моделирования потока, отклоняемого вращающейся лопастью и приходящего к анеморумбометру, расположенному на гондоле ВЭУ, с измененными параметрами вектора скорости.

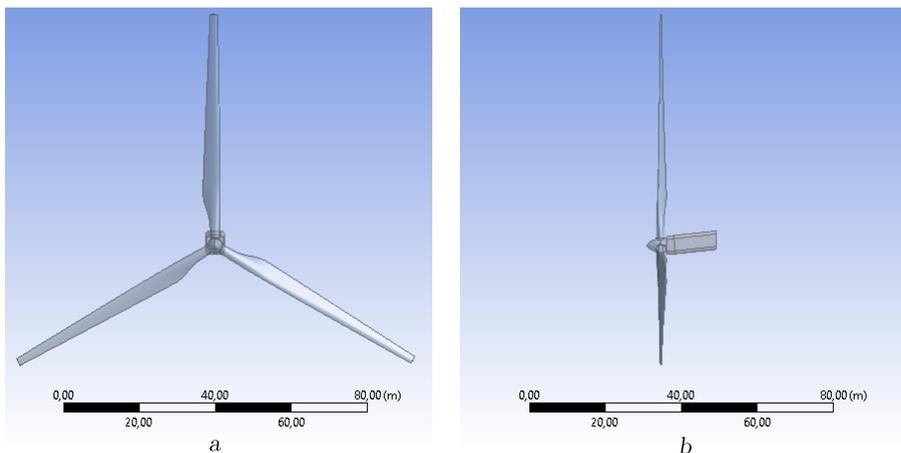


Рис. 1. 3D-модель ГО ВЭУ: *a* — вид спереди; *b* — вид сбоку
 [Figure 1. The 3D model of the horizontal-axis wind turbine (HAWT):
a — front view; *b* — side view]

Значения параметров ГО ВЭУ SWT-3.6-120 [The parameter values of the horizontal-axis wind turbine SWT-3.6-120]

Parameter names	Values
Nominal power P , kW	3 600
Lower limit of wind speed V_{\min} , m/s	3
Upper limit of wind speed V_{\max} , m/s	25
Nominal wind speed V_{nom} , m/s	12.5
Circumferential speed of the rotor ω , rad/s	1
Rotor diameter D , m	120
Swept area of rotor S , m	11 300

2. Программные настройки. Для моделирования турбулентных потоков использовался подход, основанный на уравнениях Навье—Стокса, осредненных по Рейнольдсу [14–16]:

– уравнение неразрывности

$$\frac{\partial \bar{\rho}}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\bar{\rho} \cdot U_j) = 0;$$

– уравнение импульса

$$\frac{\partial}{\partial t}(\bar{\rho} \cdot U_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho \cdot U_i \cdot U_j - \tau_{ij}) = 0,$$

где $\bar{\rho}$ – среднее значение плотности, кг/м³; t – время, с; $U_{i,j,k}$ – среднее значение скорости в направлении $x_{i,j,k}$, м/с;

– сила трения, Па

$$\tau_{ij} = \mu \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial U_k}{\partial x_k} \delta_{ij} - \overline{\rho u'_i u'_j};$$

– турбулентная вязкость, Па · с

$$\mu_t = f_\mu C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon};$$

– тензор напряжений Рейнольдса [14], Па

$$-\overline{\rho u'_i u'_j} = \mu_t \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \left(\mu_t \frac{\partial u_k}{\partial x_k} + \rho k \right) \delta_{ij},$$

где μ – коэффициент динамической вязкости, Па · с; δ_{ij} – коэффициент плотности энергии; f_μ – функция демпфирования [18–20]; $C_\mu = 0.09$ – эмпирическая константа замыкания; ρ – плотность воздуха, кг/м³; k – кинетическая энергия турбулентных пульсаций, м²/с²; ε – скорость рассеяния энергии турбулентности, м²/с³;

– модель турбулентности k – ε [21, 22]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\rho U_j k - \left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) = \\ = \mu_t (P + P_B) - \rho \varepsilon - \frac{2}{3} \left(\mu_t \frac{\partial u_i}{\partial x_i} + \rho k \right) \frac{\partial u_i}{\partial x_i}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\rho u_j \varepsilon - \left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right) = \\ = C_{\varepsilon 1} \frac{\varepsilon}{k} \left(\mu_t P - \frac{2}{3} \left(\mu_t \frac{\partial u_i}{\partial x_i} + \rho k \right) \frac{\partial u_i}{\partial x_i} \right) + C_{\varepsilon 3} \frac{\varepsilon}{k} \mu_t P_B - \\ - C_{\varepsilon 2} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + C_{\varepsilon 4} \rho \varepsilon \frac{\partial u_i}{\partial x_i} - \frac{C_\mu \eta^3 (1 - \eta/\eta_0) \rho \varepsilon^2}{1 + \beta \eta^3} \frac{1}{k}, \end{aligned}$$

где $\sigma_{k,\varepsilon}$ – турбулентные числа Прандтля; P , P_B – дополнительные слагаемые модели турбулентности k – ε ; $u_{i,k}$ – множители тензора напряжений Рейнольдса; $C_{1,2,3,4}$ – коэффициенты стандартной модели турбулентности k – ε ; η , η_0 , β – коэффициенты модели турбулентности k – ε метода ренормализационной группы (RNG).

При создании сетки задается призматическая форма ячеек для модели ВЭУ. Наличие призматического слоя на поверхности исследуемого объекта (комлевая часть лопасти и верхняя поверхность гондолы) обусловлена градиентом профиля скорости в пограничном слое. Призматический слой позволяет привести в соответствие безразмерный критерий применимости модели турбулентности $Y+$ к требованиям модели турбулентности $k-\varepsilon$. Высота призмы в пристеночном слое равна 0.001 мм, что приводит значение $Y+$ в диапазон от 0 до 100 [14–17].

Для вычислений в программе необходимо найти оптимальный шаг по времени с целью получения точных результатов. В начале рассчитывается число Рейнольдса:²

$$Re = \frac{\rho(V_{nom} + \omega \frac{D}{2})D_k}{\eta} = \frac{1.2041 \cdot (12.5 + 1 \cdot \frac{120}{2}) \cdot 2.327}{1.8 \cdot 10^{-5}} = 11.286 \cdot 10^6,$$

где D_k — диаметр комля на уровне прибора, м (рис. 2); η — динамическая вязкость воздуха, Па · с.

Поиск числа Струхала S осуществляется по соответствующей зависимости (рис. 3). Для чисел Рейнольдса, попадающих под условие $Re > 1000$, число Струхала остается почти постоянным, равным 0.21 [24, 25].

Соответственно, при числе Струхала, равном 0.21, рассчитывается значение частоты отрыва вихрей в одну секунду:

$$n = \frac{SV_{nom}}{D_k} = \frac{0.21 \cdot 12.5}{2.327} = 1.128 \text{ с}^{-1},$$

откуда период

$$T = \frac{1}{n} = \frac{1}{1.128} = 0.8865 \text{ с}.$$

Для расчета принимается шаг

$$t = \frac{0.8865}{100} = 8.865 \cdot 10^{-3} \text{ с}.$$

Необходимо проверить безразмерный критерий применимости модели турбулентности $Y+$ на соответствие математической модели турбулентности. Для этого лопасть поворачивается вертикально вверх и создается контур пересечения между плоскостью на высоте установки прибора и внешней стенкой комля. Диаметр окружности полилинии соответствует измеренному ранее диаметру D_k . Строится график зависимости $Y+$ от положения на окружности (рис. 4).

Как видно, значения на графике в основном укладываются в обозначенный ранее диапазон. Безразмерный критерий применимости модели турбулентности $Y+$ отвечает за формирование турбулентной энергии диссипации и генерации в пристеночном слое. Его выход за пределы рекомендованных

²Берется диаметр комля, соответствующий высоте 3 м над поверхностью гондолы (см. рис. 2).

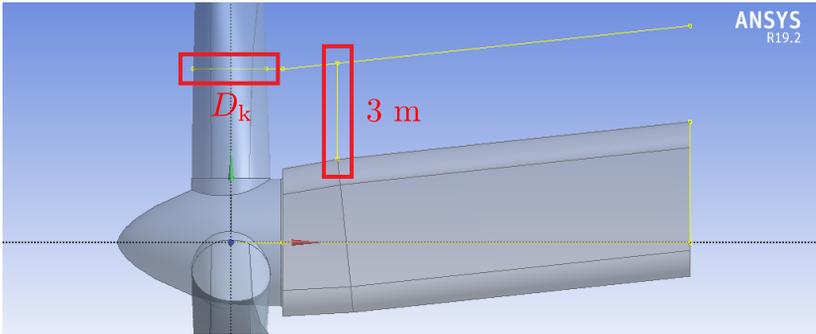


Рис. 2. Диаметр комля на уровне установки прибора
 [Figure 2. The diameter of the blade root at the device location level]

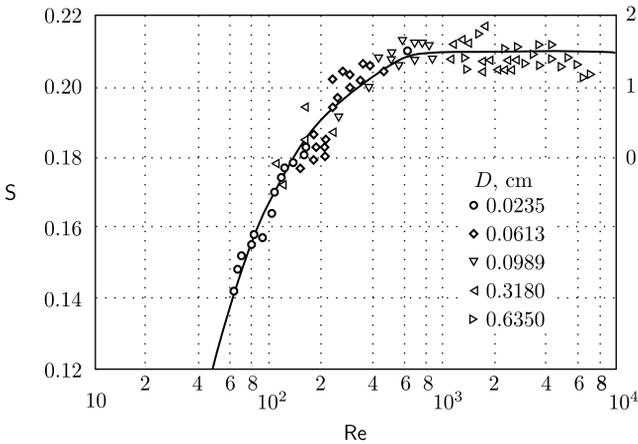


Рис. 3. Зависимость числа Струхали от числа Рейнольдса для течения около круглого цилиндра
 [Figure 3. Dependence of the Strouhal number on the Reynolds number for a flow near a round cylinder]

диапазонов ставит под сомнение правильность применения $k - \varepsilon$ модели турбулентности. В данной статье проведено исследование движения газа в рамках инженерного подхода моделирования турбулентности (RANS); результаты численного моделирования не сравнивались с более сложными методами моделирования крупномасштабных вихревых структур, таких как DES и LES [26].

Для снижения количества расчетных элементов область расчета уменьшена до 40 м в диаметре центра ступицы при виде спереди. При этом выполнено локальное измельчение сетки над гондолой для получения наиболее точных характеристик течения (рис. 5).

Для осуществления вращения вокруг оси X модель была наклонена на 6° вверх так, чтобы ось ротора стала параллельной абсциссе. Данная величина является средним углом наклона ротора ГО ВЭУ. При этом направление потока ветра также задается с наклоном.

У выбранной ВЭУ анеморумбометр располагается на высоте 3 м и по горизонтали от начала гондолы на расстоянии в 8 м [13]. Точка для фиксации параметров, соответствующая данным расстояниям, представлена на рис. 6.

В препроцессоре задаются следующие параметры для расчета:

$$\begin{aligned} \text{Alpha} &= 6(\pi/180) \text{ [rad]}, & \text{Vel} &= 10 \text{ [m/s]}, \\ \text{Vx} &= \text{Vel} \cos(\text{Alpha}), & \text{Vy} &= \text{Vel} \sin(\text{Alpha}). \end{aligned}$$

Здесь Alpha — угол наклона потока ветра, рад. (он соответствует углу наклона модели, что необходимо для выравнивания вектора потока перпендикулярно ометаемой площади для максимально эффективной выработки электроэнергии); Vel — скорость потока ветра, м/с; Vx — составляющая вектора скорости по оси X , м/с; Vy — составляющая вектора скорости по оси Y , м/с.

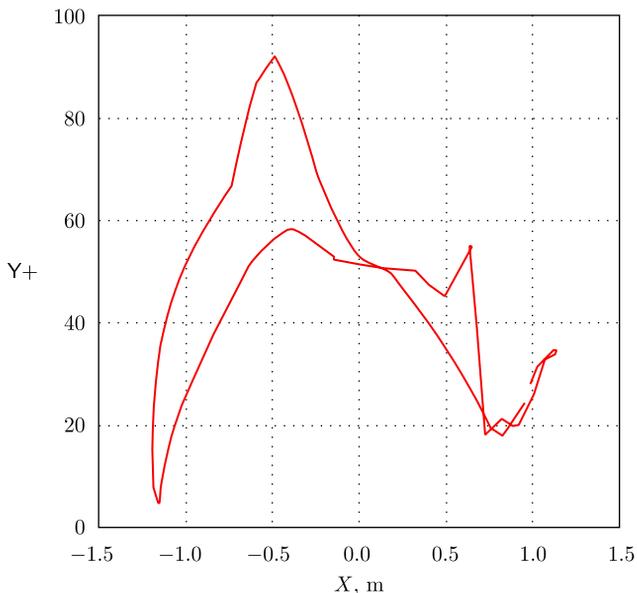


Рис. 4. Зависимость критерия применимости от положения точки, взятой на окружности с диаметром D_k

[Figure 4. Dependence of the applicability criterion on the position of a point taken on a circle with D_k diameter]

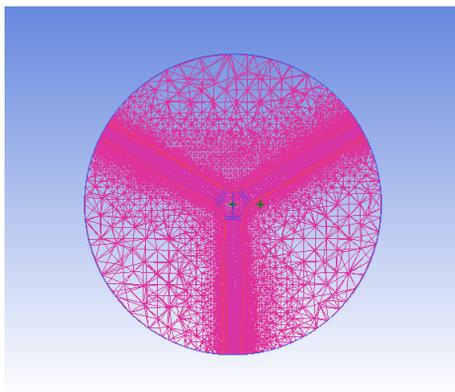


Рис. 5. Локальное измельчение сетки на поверхности конструкции и над гондолой
[Figure 5. Local mesh refinement on the surface of the model and above the nacelle]

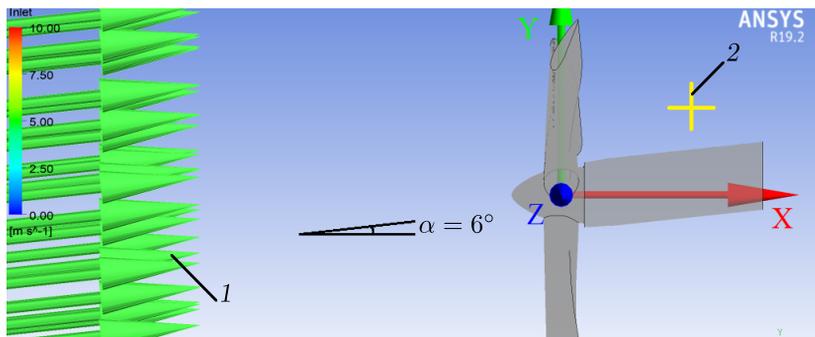


Рис. 6. Положение модели (вид сбоку), потока ветра (1) и точки размещения прибора (2) относительно системы координат

[Figure 6. Position of the model (side view), wind flow (1), and device location point (2) relatively to the coordinate system]

Скорость потока ветра включена в список изменяемых параметров в меню **Parameter Set** на рабочем мониторе **Workbench** для моделирования сразу нескольких расчетных случаев.

3. Представление и анализ полученных результатов. Обработанные численные результаты расчетов представлены на рис. 7. Значения углов отклонения показывают разницу между осью X, направление которой совпадает с направлением потока ветра до момента прохождения через лопасти, и направлением прибора в данный момент времени. Выбраны три скорости в пределах рабочего диапазона ГО ВЭУ – 7, 12 и 18 м/с. В точке установки прибора считывалась скорость и ее составляющие по осям X и Z (положение осей показано на рис. 6).

Для получения значений углов отклонения применяется следующая формула, град.:

$$\Theta_z = \frac{V_z}{|V_z|} \arccos \frac{V_x}{\sqrt{V_x^2 + V_z^2}}.$$

Из графиков на рис. 7 можно сделать вывод о том, что движущиеся лопасти ГО ВЭУ сильно влияют на направление потока ветра. На любой скорости возникают серьезные возмущения через равномерные промежутки времени.

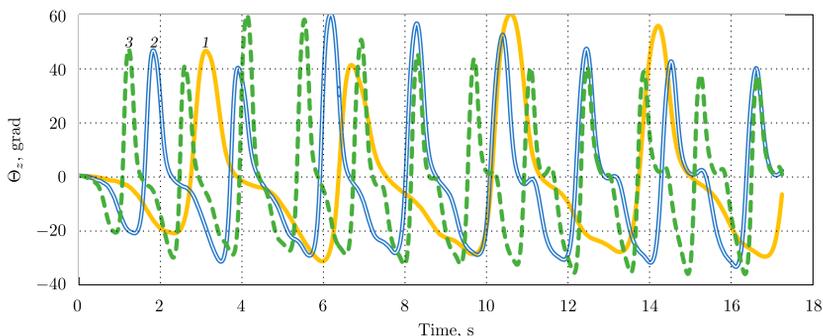


Рис. 7. Углы отклонения по оси Z для трех скоростей (1 – 7 м/с, 2 – 12 м/с, 3 – 18 м/с)
 [Figure 7. Combined chart of Z-axis deviation angles for three speeds (1 – 7 m/s, 2 – 12 m/s, 3 – 18 m/s)]

Они возникают каждый раз по прошествии почти полного оборота (360°). На скорости 18 м/с видно, что после примерно десятой секунды режим постепенно устанавливается, и отклонения практически перестают превышать отметку в 20° по обоим направлениям.

Векторное поле потоков ветра и поле скоростей во время прохождения лопасти через верхнюю точку представлены на рис. 8.

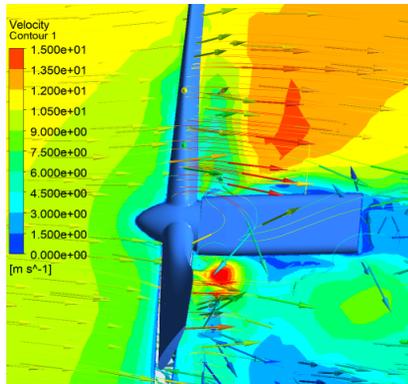


Рис. 8. Векторы потока ветра и поле скоростей (вид сбоку)
[Figure 8. Wind flow vectors and velocity field (side view)]

4. Выводы. В результате представленного исследования были сделаны следующие выводы.

1. При моделировании процессов при разных скоростях потока было подтверждено наличие постоянно изменяющейся во времени и по величине (дифференциальной) погрешности ориентации ротора и получены численные значения отклонений флюгера. Как показали эксперименты, значения угла ошибки варьируются в диапазоне от -40 до $+60^\circ$.
2. Когда скорость вращения постоянна, изменение скорости ветра не оказывает существенного влияния на результаты. Как видно из графиков на рис. 7, примерно после 12-й секунды начинается установившийся режим. В этом случае дифференциальная ошибка находится в диапазоне от -40 до $+40^\circ$.
3. Численные значения отклонения флюгера могут быть использованы для разработки алгоритма устранения ошибки рыскания ротора.
4. Из данных рис. 7 можно получить зависимость изменения частоты пульсации от скорости.

Таким образом, моделирование показало наличие дифференциальной ошибки ориентации ротора, которая неизбежно снижает активную ометаемую площадь ГО ВЭУ, а значит, приводит к снижению вырабатываемой мощности.

Дальнейшие исследования планируется направить на изучение свойств дифференциальной ошибки, сопоставление результатов и технико-экономический анализ различных подходов снижения потерь выработки электроэнергии горизонтально-осевыми ветроэнергетическими установками.

Конкурирующие интересы. Заявляем, что в отношении авторства и публикации этой статьи конфликта интересов не имеем.

Авторский вклад и ответственность. Е.В. Соломин — написание аннотации и первой главы, редактирование и исправление текста статьи. А.А. Терехин — разработка подхода для моделирования процессов. А.С. Мартьянов — работа с изображениями и формулами, написание выводов. А.А. Ковалев — обработка результатов расчета, построение графиков и их анализ, оформление рукописи в \LaTeX . Д.Р. Исмагилов — работа в программе ANSYS (проведение расчетов, настройка параметров расчетных случаев). А.А. Мирошниченко — написание второй и третьей глав статьи. Ю.Ян — построение модели ветроэнергетической установки в программе SolidWorks. Г.Н. Рявкин — работа в программе ANSYS (обработка и настройка геометрии в Design Modeler, построение сетки в ICEM). Авторы несут полную ответственность за предоставление окончательной рукописи в печать. Окончательная версия рукописи была одобрена всеми авторами.

Финансирование. Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта 19-08-00070 «Теоретическое обоснование и экспериментальные исследования нового метода управления ориентацией ротора горизонтально-осевой ветроэнергетической установки» на базе проектного обучения ЮУрГУ.

Библиографический список

1. *Statistics — World Wind Energy Association*: <https://wwindea.org/information-2/information/>.
2. Solomin E., Kirpichnikova I., Amerkhanov R., Korobotov D., Lutovats M., Martyanov A. Wind-hydrogen standalone uninterrupted power supply plant for all-climate application // *Int. J. Hydrogen Energy*, 2019. vol. 44, no. 7. pp. 3433–3449. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.001>.
3. Wan S., Cheng L., Sheng X. Effects of yaw error on wind turbine running characteristics based on the equivalent wind speed model // *Energies*, 2015. vol. 8, no. 7. pp. 6286–6301. <https://doi.org/10.3390/en8076286>.
4. Кирпичникова И. М., Мартьянов А. С., Соломин Е. В. Моделирование генератора ветроэнергетической установки // *Электротехника*, 2013. №10. С. 46–49.
5. Sirotkin E. A., Martyanov A. S., Solomin E. V., Kozlov S. V. Emergency braking system for the wind turbine / *2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, 2016. <https://doi.org/10.1109/icieam.2016.7911451>.
6. Korobotov D. V., Sirotkin E. A., Troickiy A. O., Solomin E. V. Wind turbine power plant control / *2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics)*, 2016. <https://doi.org/10.1109/Dynamics.2016.7819031>.
7. Martyanov A. S., Martyanov N. A., Anikin A. S. Comparative analysis of wind turbine control strategies // *Procedia Engineering*, 2015. vol. 129. pp. 607–614. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.12.077>.
8. Chen F., Yang J. Fuzzy PID controller used in yaw system of wind turbine / *2009 3rd International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA)*, 2009. 4 pp. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5228644>.
9. van Dijk M. T., van Wingerden, J.-W., Ashuri T., Li Y., Rotea M. A. Yaw-misalignment and its impact on wind turbine loads and wind farm power output // *J. Phys.: Conf. Ser.*, 2016. vol. 753, 062013. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/6/062013>.
10. MacMahon E., Stock A., Jamieson P., Leithead B. Yaw control for 20MW offshore multi rotor system / *European Wind Energy Association Annual Event (EWEA 2015), Paris expo Porte de Versailles*, 2015. <https://strathprints.strath.ac.uk/59716/>.
11. Zhang L., Yang Q. A method for yaw error alignment of wind turbine based on LiDAR // *IEEE Access*, 2020. vol. 8. pp. 25052–25059. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2969477>.

12. Scholbrock A., Fleming P., Wright A., Slinger C., Medley J., Harris M. *Field test results from lidar measured yaw control for improved yaw alignment with the NREL controls advanced research turbine*: To be presented at the AIAA Science and Technology Forum and Exposition, 2015. 9 pp. <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63202.pdf>.
13. *Wind power plant Siemens: SWT-3.6-120, Technical documentation*. <https://pdf.archiexpo.com/pdf/siemens-gamesa/swt-36-120/88089-134487.html>.
14. Wilcox D. C. *Turbulence Modeling for CFD*. California: DCW Industries, 1998. 460 pp.
15. Chung T. J. *Computational Fluid Dynamics*. London: Cambridge Univ. Press, 2010. xxii+1034 pp. <https://doi.org/10.1017/CB09780511780066>.
16. Versteeg H., Malalasekera W. *An Introduction to Computational Fluid Dynamics. The Finite Volume Method*. London: Prentice Hall, 2007. xiii+503 pp.
17. Ferziger J. H., Peric M. *Computational Methods for Fluid Dynamics*. Berlin: Springer-Verlag, 2002. xiv+426 pp. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-56026-2>.
18. Hassid S., Poreh M. A turbulent energy dissipation model for flows with drag reduction // *J. Fluids Eng.*, 1978. vol. 100, no. 1. pp. 107–112. <https://doi.org/10.1115/1.3448580>.
19. Wolfshtein M. The velocity and temperature distribution in one-dimensional flow with turbulence augmentation and pressure gradient // *Int. J. Heat Mass Transfer*, 1969. vol. 12, no. 3. pp. 301–318. [https://doi.org/10.1016/0017-9310\(69\)90012-x](https://doi.org/10.1016/0017-9310(69)90012-x).
20. Troshko A. A., Hassan Y. A. A two-equation turbulence model of turbulent bubbly flows // *Int. J. Multiphase Flow*, 2001. vol. 27, no. 11. pp. 1965–2000. [https://doi.org/10.1016/S0301-9322\(01\)00043-X](https://doi.org/10.1016/S0301-9322(01)00043-X).
21. Yakhot V., Orszag S. A. Renormalization group analysis of turbulence. I. Basic theory // *J. Sci. Comput.*, 1986. vol. 1, no. 1. pp. 3–51. <https://doi.org/10.1007/bf01061452>.
22. Yakhot V., Orszag S. A., Thangam S., Gatski T. B., Speziale C. G. Development of turbulence models for shear flows by a double expansion technique // *Phys. Fluids A*, 1992. vol. 4, no. 7. pp. 1510–1520. <https://doi.org/10.1063/1.858424>.
23. Menter F. R. Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications // *AIAA J.*, 1994. vol. 32, no. 8. pp. 1598–1605. <https://doi.org/10.2514/3.12149>.
24. Roshko A. *On the development of turbulent wakes from vortex streets*: Technical Report no. 1191. Washington, D.C.: National Advisory Committee for Aeronautics, 1954. 25 pp. <https://resolver.caltech.edu/CaltechAUTHORS:ROSnacarpt1191>.
25. Шлихтинг Г. *Теория пограничного слоя*. М.: Наука, 1974. 637 с.
26. Strelets M. Detached eddy simulation of massively separated flows / *39th Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*. Reno, NV, 2001. <https://doi.org/10.2514/6.2001-879>.

MSC: 76G25, 76N15, 76F10

Horizontal-axis wind turbine weathervane yaw differential error

© *E. V. Solomin, A. A. Terekhin, A. S. Martyanov, A. A. Kovalyov, D. R. Ismagilov, A. A. Miroshnichenko, Y. Yang, G. N. Ryavkin*

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

Abstract

The paper deals with the problem of orientation of the traditional horizontal-axis wind turbine (HAWT) when changing the direction, strength and speed of the wind.

When the wind direction changes, the active swept area of the rotor, which is a circle when the rotation axis and the incoming air flow vector are collinear, decreases and takes the form of an ellipse. This, in turn, leads to a decrease in the electricity volume generation.

Weathervane or rumba-anemometer is a device for registering the speed and direction of wind flow. When the wind direction changes, the device transmits a corresponding signal to the Control System, which in turn generates the command to turn the HAWT rotor on the wind. However, when the wind flow is passing between the rotating blades, the direction of distorted wake is changing, causing eddy formation. As a result the device gives out the initially incorrect data about the direction and velocity of the air flow. Furthermore, when adjusting the position of the rotor (yawing), the collinearity of the rotation axis and the vector of the incoming flow is not achieved, the swept area remains mostly elliptical, and the power generated is proportionally reduced. In accordance with the relevancy of the said problem, the goal of the study was to calculate numerical values of the wake deflection angle in various modes, using the three-dimensional modeling in Ansys CFX software package. The obtained information can be used then to develop the algorithm for eliminating this error.

Keywords: horizontal-axis wind turbine, orientation, rumba-anemometer, yaw error.

Research Article

 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., Terekhin A. A., Martyanov A. S., Kovalyov A. A., Ismagilov D. R., Miroshnichenko A. A., Yang Y., Ryavkin G. N. Horizontal-axis wind turbine weathervane yaw differential error, *Vestn. Samar. Gos. Tekhn. Univ., Ser. Fiz.-Mat. Nauki* [J. Samara State Tech. Univ., Ser. Phys. Math. Sci.], 2021, vol. 25, no. 2, pp. 365–380. <https://doi.org/10.14498/vsgtu1839> (In Russian).

Authors' Details:

Evgeny 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

Aleksandr A. Terekhin  <https://orcid.org/0000-0002-5744-2104>

Cand. Techn. Sci., Associate Professor; Dept. of Flying Apparatus;
e-mail: aleksandr.terekhin@gmail.com

Received: 18th December, 2020 / Revised: 27th March, 2021 /

Accepted: 11th May, 2021 / First online: 30th June, 2021

Competing interests. We declare that we have no conflicts of interest in the authorship and publication of this article.

Authors' contributions and responsibilities. E.V. Solomin: Writing the abstract; Writing the first chapter; Editing and correcting the manuscript. A.A. Terekhin: Developing an approach for modeling processes. A.S. Martyanov: Working with images and formulas; Writing conclusions. A.A. Kovalyov: Processing of calculation results; Plotting and analyzing graphs; Manuscript formatting in \LaTeX . D.R. Ismagilov: Working in the ANSYS (performing calculations, setting parameters of calculated cases). A.A. Miroshnichenko: Writing the second and third chapters of the manuscript. Y. Yang: Building a model of a wind power plant in the SolidWorks software. G.N. Ryavkin: Working in the ANSYS (processing and configuring geometry in Design Modeler, building a grid in ICEM). The authors are absolutely responsible for submitting the final manuscript in print. Each author has approved the final version of manuscript.

Funding. The presented research was funded by Russian Foundation for Basic Research, Agreement RFBR 19-08-00070 "Theoretical justification and experimental studies of a new method of yaw control of the rotor of a horizontal-axis wind turbine" on the base of Project-Training Education at South Ural State University (National Research University).

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

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

Denis R. Ismagilov  <https://orcid.org/0000-0002-9312-295X>

Research Engineer; Aerospace Technologies Research and Educational Center; e-mail: drismagilov@gmail.com

Alexey A. Miroshnichenko  <https://orcid.org/0000-0003-4594-3806>

Postgraduate Student; Dept. of Power Stations, Networks and Power Supply Systems; e-mail: alex.miroshnichenko@mail.ru

Yusong Yang  <https://orcid.org/0000-0002-2941-5942>

Postgraduate Student; Dept. of Power Stations, Networks and Power Supply Systems; e-mail: 1152108936@qq.com

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

Master's Degree Student; Dept. of Power Stations, Networks and Power Supply Systems; e-mail: amd3@bk.ru

References

1. *Statistics — World Wind Energy Association*, <https://wwindea.org/information-2/information/>.
2. Solomin E., Kirpichnikova I., Amerkhanov R., Korobotov D., Lutovats M., Martyanov A. Wind-hydrogen standalone uninterrupted power supply plant for all-climate application, *Int. J. Hydrogen Energy*, 2019, vol. 44, no. 7, pp. 3433–3449. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.001>.
3. Wan S., Cheng L., Sheng X. Effects of yaw error on wind turbine running characteristics based on the equivalent wind speed model, *Energies*, 2015, vol. 8, no. 7, pp. 6286–6301. <https://doi.org/10.3390/en8076286>.
4. Kirpichnikova I. M., Martyanov A. S., Solomin E. V. Simulation of a generator for a wind-power unit, *Russ. Electr. Engin.*, 2013, vol. 84, no. 10, pp. 577–580. <https://doi.org/10.3103/S1068371213100076>.
5. Sirotkin E. A., Martyanov A. S., Solomin E. V., Kozlov S. V. Emergency braking system for the wind turbine, In: *2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, 2016. <https://doi.org/10.1109/icieam.2016.7911451>.
6. Korobotov D. V., Sirotkin E. A., Troickiy A. O., Solomin E. V. Wind turbine power plant control, In: *2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics)*, 2016. <https://doi.org/10.1109/Dynamics.2016.7819031>.
7. Martyanov A. S., Martyanov N. A., Anikin A. S. Comparative analysis of wind turbine control strategies, *Procedia Engineering*, 2015, vol. 129, pp. 607–614. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.12.077>.
8. Chen F., Yang J. Fuzzy PID controller used in yaw system of wind turbine, In: *2009 3rd International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA)*, 2009, 4 pp. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5228644>.
9. van Dijk M. T., van Wingerden, J.-W., Ashuri T., Li Y., Rotea M. A. Yaw-misalignment and its impact on wind turbine loads and wind farm power output, *J. Phys.: Conf. Ser.*, 2016, vol. 753, 062013. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/6/062013>.
10. MacMahon E., Stock A., Jamieson P., Leithead B. Yaw control for 20MW offshore multi rotor system, In: *European Wind Energy Association Annual Event (EWEA 2015), Paris expo Porte de Versailles*, 2015. <https://strathprints.strath.ac.uk/59716/>.
11. Zhang L., Yang Q. A method for yaw error alignment of wind turbine based on LiDAR, *IEEE Access*, 2020, vol. 8, pp. 25052–25059. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2969477>.
12. Scholbrock A., Fleming P., Wright A., Slinger C., Medley J., Harris M. *Field test results from lidar measured yaw control for improved yaw alignment with the NREL controls advanced research turbine*, To be presented at the AIAA Science and Technology Forum and Exposition, 2015, 9 pp. <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63202.pdf>.
13. *Wind power plant Siemens: SWT-3.6-120, Technical documentation*. <https://pdf.archiexpo.com/pdf/siemens-gamesa/swt-36-120/88089-134487.html>.
14. Wilcox D. C. *Turbulence Modeling for CFD*. California, DCW Industries, 1998, 460 pp.
15. Chung T. J. *Computational Fluid Dynamics*. London, Cambridge Univ. Press, 2010, xxii+1034 pp. <https://doi.org/10.1017/CB09780511780066>.
16. Versteeg H., Malalasekera W. *An Introduction to Computational Fluid Dynamics. The Finite Volume Method*. London, Prentice Hall, 2007, xiii+503 pp.
17. Ferziger J. H., Peric M. *Computational Methods for Fluid Dynamics*. Berlin, Springer-Verlag, 2002, xiv+426 pp. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-56026-2>.
18. Hassid S., Poreh M. A turbulent energy dissipation model for flows with drag reduction, *J. Fluids Eng.*, 1978, vol. 100, no. 1, pp. 107–112. <https://doi.org/10.1115/1.3448580>.
19. Wolfshtein M. The velocity and temperature distribution in one-dimensional flow with turbulence augmentation and pressure gradient, *Int. J. Heat Mass Transfer*, 1969, vol. 12, no. 3, pp. 301–318. [https://doi.org/10.1016/0017-9310\(69\)90012-x](https://doi.org/10.1016/0017-9310(69)90012-x).

20. Troshko A. A., Hassan Y. A. A two-equation turbulence model of turbulent bubbly flows, *Int. J. Multiphase Flow*, 2001, vol. 27, no. 11, pp. 1965–2000. [https://doi.org/10.1016/S0301-9322\(01\)00043-x](https://doi.org/10.1016/S0301-9322(01)00043-X).
21. Yakhot V., Orszag S. A. Renormalization group analysis of turbulence. I. Basic theory, *J. Sci. Comput.*, 1986, vol. 1, no. 1, pp. 3–51. <https://doi.org/10.1007/bf01061452>.
22. Yakhot V., Orszag S. A., Thangam S., Gatski T. B., Speziale C. G. Development of turbulence models for shear flows by a double expansion technique, *Phys. Fluids A*, 1992, vol. 4, no. 7, pp. 1510–1520. <https://doi.org/10.1063/1.858424>.
23. Menter F. R. Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications, *AIAA J.*, 1994, vol. 32, no. 8, pp. 1598–1605. <https://doi.org/10.2514/3.12149>.
24. Roshko A. *On the development of turbulent wakes from vortex streets*, Technical Report no. 1191. Washington, D.C., National Advisory Committee for Aeronautics, 1954, 25 pp. <https://resolver.caltech.edu/CaltechAUTHORS:ROSnacarp1191>.
25. Shlikhting G. *Teoriia pogranchnogo sloia* [Boundary Layer Theory]. Moscow, Nauka, 1974, 637 pp. (In Russian)
26. Strelets M. Detached eddy simulation of massively separated flows, In: *39th Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*. Reno, NV, 2001. <https://doi.org/10.2514/6.2001-879>.