

УДК 533.6

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА ГОРЛОВА С ВЕРТИКАЛЬНОЙ ОСЬЮ

© 2020 г. М. Мохими^{а,*}, Х. Мотауэй^а

^а Иранский университет науки и технологии, Факультет машиностроения, Тегеран, Иран

*E-mail: moghimi@iust.ac.ir

Поступила в редакцию 13.09.2019 г.

После доработки 15.11.2019 г.

Принята к публикации 15.11.2019 г.

В работе развивается экономичная модель расчета аэродинамической схемы и производительности ветрогенератора Горлова с вертикальной осью. С этой целью для вертикального ветрогенератора Горлова развивается модель двойных множественных трубок тока (DMST), которая основывается на теории момента (количества движения) элемента лопасти. Разработанная модель проверяется на достоверность путем сравнения полученных результатов с имеющимися в литературе. Кроме того, проведена общая оценка влияния геометрических и рабочих параметров, включая профиль лопасти, число лопастей, винтовой угол, длина хорды, соотношение геометрических размеров лопасти и скорость набегающего потока ветра, на аэродинамические характеристики и кривые крутящего момента для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью. На основании рассмотрения параметрических расчетов турбины Горлова найдено, что для профиля лопасти NASA 0018 максимальный коэффициент генерируемой мощности C_p равен 0.479 при относительной скорости конца лопасти $\lambda = 3.5$. Кроме того, становится очевидным, что число лопастей и винтовой угол являются важными параметрами для уменьшения аэродинамических потерь и улучшения стабильности работы ротора. При увеличении длины хорды лопасти или соотношения геометрических размеров лопасти (высоты к диаметру) производительность увеличивается при небольших значениях λ , однако производительность падает при больших значениях λ и пиковом значении коэффициента генерируемой мощности C_p . Более того, поведение при автозапуске улучшается при увеличении длины хорды лопасти или скорости набегающего ветра и ухудшается при использовании более тонких профилей лопасти. Кривые для коэффициента использования энергии ветра становятся шире до тех пор, пока скорость потока набегающего ветра не достигнет расчетной (номинальной) скорости, которая для исследованной турбины Горлова равна 12 м/с.

Ключевые слова: ветрогенератор с вертикальной осью, теория количества движения элемента лопасти, ротор Горлова, модель двойных множественных трубок тока, энергия ветра, аэродинамические характеристики

DOI: 10.31857/S056852812003010X

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ

A	Площадь, ометаемая лопастями, m^2
a_u	Коэффициент индуцирования против ветра, безразмерная величина
a_d	Коэффициент индуцирования по ветру, безразмерная величина
c	Хорда лопасти, м
C_D	Коэффициент лобового сопротивления, безразмерная величина
C_L	Коэффициент подъемной силы, безразмерная величина
C_N	Коэффициент нормальной силы в секции вверх по потоку, безразмерная величина
C_T	Коэффициент тангенциальной силы в секции вверх по потоку, безразмерная величина
C'_N	Коэффициент нормальной силы в секции вниз по потоку, безразмерная величина
C'_T	Коэффициент тангенциальной силы в секции вниз по потоку, безразмерная величина

C_q	Коэффициент крутящего момента, безразмерная величина
C_p	Коэффициент генерируемой мощности, безразмерная величина
F_N	Нормальная компонента силы, N
F_T	Тангенциальная компонента силы, N
H	Высота турбины, м,
$H/2R$	Соотношение геометрических размеров, безразмерная величина
N	Число лопастей, безразмерная величина
N_h	Число горизонтальных трубок тока, безразмерная величина
N_v	Число вертикальных трубок тока, безразмерная величина
Q	Мгновенный крутящий момент, $N \cdot m$
R	Радиус турбины, м
Re	Локальное число Рейнольдса лопасти, безразмерная величина
V_{au}	Индукцированная скорость вверх по потоку, м/с
V_{ad}	Индукцированная скорость вниз по потоку, м/с
V_e	Равновесная индуцированная скорость, м/с
V_∞	Скорость набегающего ветра, м/с
W	Локальная относительная скорость, м/с

ГРЕЧЕСКИЕ СИМВОЛЫ

α	Локальный угол атаки, $^\circ$
$\Delta\theta$	Вариация азимутального угла лопасти, $^\circ$
Δh	Высота трубки тока, м
λ	Относительная скорость конца лопасти турбины, безразмерная величина
λ_0	Локальная относительная скорость конца лопасти, безразмерная величина
ω	Скорость вращения, рад/с
θ	Азимутальный угол, $^\circ$
ρ	Плотность воздуха, кг/м ³
ν	Кинематическая вязкость воздуха, м ² /с
σ	Густота лопаток турбины, безразмерная величина
Ψ	Винтовой угол, $^\circ$

НИЖНИЕ ИНДЕКСЫ

av	Среднее
up	Вверх по потоку
dw	Вниз по потоку

Энергетические ресурсы являются определяющими для всей человеческой деятельности. Будущее ископаемых видов топлива, которые в наши дни рассматриваются как основные источники энергии, сталкивается с большими неопределенностями. Кроме того, в соответствии с высокими темпами потребления этих ресурсов, они могут закончиться в ближайшем будущем. Более того, потребление топлива имеет отрицательное влияние на окружающую среду [1, 2]. Организация Объединенных Наций (ООН) опубликовала 17 целей, которые должны быть достигнуты до 2030 г., для достижения идеального состояния мира [3]. Седьмой целью является достижение чистых, доступных по стоимости и надежных источников энергии, а противодействие изменению климата рассматривается как тринадцатая цель [4, 5]. Энергия ветра, которая доступна во многих странах, рассматривается как один из возобновляемых и чистых источников энергии [6].

Для генерации электроэнергии спроектированы различные типы ветрогенераторов, которые можно разделить на две основные группы в зависимости от направления оси ротора, а именно, ветрогенераторы с горизонтальной осью (HAWT) и ветрогенераторы с вертикальной осью

(VAWT) [7]. Ветрогенераторы с горизонтальной осью являются общепризнанной технологией в этой области и были недавно использованы на площадках для бурения морских скважин [8]. Преимуществами технологии ветрогенераторов с горизонтальной осью являются их простая конструкция, независимость от направления ветра, поскольку они представляют собой установки с поперечным течением, которые могут захватывать ветер любого направления и не требуют механизма подстройки, выдерживают сильно турбулизированные ветры, имеют более низкий уровень шумового загрязнения благодаря низкой относительной скорости конца лопасти генератора, и проще в обслуживании, поскольку генератор может быть размещен на земле [9, 10]. Согласно их низкой требовательности к скорости ветра, эти турбины подходят для сельской и городской окружающей среды [11]. Концепция ветрогенераторов с горизонтальной осью распространилась повсюду и привела к нескольким зрелым разработкам, таким как роторы Савониуса и Дарье. Конфигурация на приподнятом основании ветрогенератора с горизонтальной осью типа Дарье дает более высокий коэффициент генерируемой мощности [12]. Однако плохой автозапуск, низкий КПД и периодические изменения аэродинамических сил в течение каждого цикла вращения рассматриваются как недостатки этого повсеместно используемого типа ветрогенераторов [13]. Турбина Горлова была спроектирована профессором А.М. Горловым, специалистом по гидроэнергетике, в Северо-Восточном Университете США и получила патенты США за номерами 5 451 137 и 5 451 138 в 1995 г. [14]. Конфигурация, имеющая спиральные лопасти, с осью, поперечной потоку, была разработана, чтобы уменьшить периодически нестационарные крутящие моменты, с которыми приходится сталкиваться в конструкциях с прямыми лопастями. Хотя турбина была первоначально разработана как водяная, раскрытые патенты установили возможное использование этого типа турбины как в ветряных, так и в водных силовых системах. Ветрогенератор Горлова с вертикальной осью был изучен с помощью численного гидродинамического моделирования в ряде исследований. В [15] аэродинамические характеристики ветрогенераторов с вертикальной осью с прямыми и спиральными лопастями сравнивались с помощью трехмерного моделирования нестационарных усредненных по Рейнольдсу уравнений Навье—Стокса (U-RANS). Согласно полученным результатам, спиральный ротор показал более стабильные значения для производительности, кроме генерации меньшей мощности. В другой работе [16] двумерное моделирование методом крупных вихрей (LES-метод) был использован для предсказания выходной мощности ветрогенераторов с вертикальной осью со спиральными лопастями при другой относительной скорости концов лопастей турбины и, кроме того, было также проведено трехмерное полномасштабное U-RANS моделирование и полученные результаты указали на приблизительно 33.3% уменьшение коэффициента общей генерируемой мощности по сравнению с двумерными результатами. По этой причине было рекомендовано в дальнейших исследованиях исключить или уменьшить трехмерные эффекты на аэродинамические характеристики в турбинах. В литературе имеются только весьма ограниченная информация и скудные данные, касающиеся великолепной производительности турбины Горлова, являющейся следствием использования искривленных лопастей, которые спирально закручены вокруг оси ротора. Соответственно требуется все более глубокий анализ для детального исследования производительности ветрогенератора Горлова с вертикальной осью.

Исследователи использовали различные вычислительные модели для оценки производительности ветрогенератора Горлова с вертикальной осью. Экспериментальные исследования [17–19] и численное моделирование методами вычислительной гидродинамики [20–22] были выполнены для изучения аэродинамического качества крыловых профилей и ветрогенераторов с вертикальной осью, что было успешно использовано для определения параметров последних. В то же время модели количества движения, такие как модели трубок тока, обеспечивают удобный инструмент анализа коэффициента использования энергии ветра и также процесса оптимизации. Кроме того, предыдущие исследования [23] показали хорошее согласие результатов, полученных с использованием этих моделей, с результатами экспериментов. В [24] было также подтверждено хорошее соответствие между результатами расчетов по этим моделям и результатами, полученными при использовании вычислительной гидродинамики. Согласно предварительным прогнозам, наряду с хорошими возможностями применения DMST-модели двойных множественных трубок тока для ветрогенераторов с вертикальной осью, такая модель была широко использована в литературе для анализа производительности ветрогенераторов с вертикальной осью и ее надежность при адекватном описании поведения ветрогенераторов с вертикальной осью была многократно подтверждена [25–28].

В настоящем исследовании DMST-модель двойных множественных трубок тока впервые развивается для расчета аэродинамической схемы и производительности ветрогенератора Горлова с вертикальной осью. Кроме того, выполнена всеобъемлющая оценка влияния геометрических

и рабочих параметров на аэродинамические характеристики и кривые крутящего момента ветрогенератора Горлова с вертикальной осью. Изучены также эффекты, связанные с различными параметрами, такими как профиль лопасти, число лопастей, винтовой угол, длина хорды, соотношение геометрических размеров лопасти и скорость набегающего потока ветра. Результаты проведенного исследования могут помочь проектировщикам ветрогенератора Горлова с вертикальной осью предложить различные его компоновки и, вдобавок, разобраться в существе вопросов, касающихся его производительности, используя практичный инструмент, эффективный по затратам и относительно требуемого времени.

1. ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

1.1. Модель двойных множественных трубок тока (DMST-модель)

Модель количества движения элемента лопасти (БЕМ) объединяет теорию элемента лопасти с теорией количества движения и может быть использована для исследования поведения течения и сил на лопастях [29]. На основе теории количества движения элемента лопасти были разработаны несколько моделей. В [30] была предложена модель двойных множественных трубок тока (DMST-модель). В этой модели диск актуатора разделяется на две области, представляющие течение вверх по потоку ($-\pi/2 < \theta < \pi/2$) и вниз по потоку ($\pi/2 < \theta < 3\pi/2$) от ротора. В этих областях индуцированные скорости для каждой трубки тока вверх и вниз по потоку представлены значениями V_{au} и V_{ad} соответственно. В этом подходе может быть более точно моделировано изменение потока, прошедшего через ветрогенератор. В DMST-модели двойных множественных трубок тока скорость в набегающем потоке V_∞ уменьшается вдоль осевого направления трубки тока на коэффициенты возмущающего действия au и ad . Индуцированная скорость вверх по потоку V_{au} , равновесная индуцированная скорость V_e , и индуцированная скорость вниз по потоку V_{ad} определяются следующими формулами [27, 31]:

$$V_{au} = auV_\infty, \quad (1.1)$$

$$V_e = (2au - 1)V_\infty, \quad (1.2)$$

$$V_{ad} = ad(2au - 1)V_\infty. \quad (1.3)$$

Для полуцикла ротора вверх по потоку локальная относительная скорость W_{up} и локальный угол атаки α_{up} определяются следующими соотношениями [30, 32, 33]:

$$W_{up} = \sqrt{V_{au}^2[(\lambda_0 - \sin(\theta))^2 + \cos^2(\theta)]}, \quad (1.4)$$

$$\alpha_{up} = \arcsin\left(\frac{\cos(\theta)}{\sqrt{(\lambda_0 - \sin(\theta))^2 + \cos^2(\theta)}}\right). \quad (1.5)$$

В этих уравнениях V_{au} — индуцированная скорость, θ — азимутальный угол и λ_0 — локальная относительная скорость конца лопасти, определенная формулой [30, 32]:

$$\lambda_0 = \frac{\omega R}{V_{au}}, \quad (1.6)$$

где ω — скорость вращения и R — радиус ротора. Коэффициенты нормальной и тангенциальной сил в секции вверх по потоку C_N и C_T могут быть вычислены с помощью следующих выражений [34]:

$$C_N = C_L \cos(\alpha_{up}) + C_D \sin(\alpha_{up}) \quad (1.7)$$

$$C_T = C_L \sin(\alpha_{up}) - C_D \cos(\alpha_{up}) \quad (1.8)$$

в которых C_D и C_L — коэффициенты сопротивления и подъемной силы, которые могут быть определены из рассмотрения локального угла атаки и локального числа Рейнольдса лопасти из экспериментальных измерений для разных типов аэродинамических профилей лопасти. Локальное число Рейнольдса лопасти вычисляется по формуле [26, 30]:

$$\text{Re}_{up} = \frac{W_{up}c}{\nu}, \quad (1.9)$$

и представляет собой функцию локальной относительной скорости W_{up} , хорды лопасти c и кинематической вязкости воздуха ν . При применении теории количества движения элемента лопасти к каждой трубке тока множитель индуцирования для секции против ветра au может быть вычислен по формуле [25, 35]:

$$au = \frac{\pi}{F_{up} + \pi} \quad (1.10)$$

где F_{up} характеризует условия против ветра и определяется формулой:

$$F_{up} = \frac{Nc}{8\pi R} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \left(\frac{W_{up}}{V_{au}} \right)^2 |\sec(\theta)| (C_N \cos(\theta) - C_T \sin(\theta)) d\theta \quad (1.11)$$

в которой N – число лопастей. Для решения уравнений (1.1)–(1.11) с целью получения au используется итерационная процедура с остатком 10^{-4} и начальным значением au , равным единице. Нормальная и касательная компоненты результирующей силы F_N и F_T в сечении ротора вверх по потоку представляют собой функции азимутального угла θ и могут быть вычислены следующим образом [36, 37]:

$$F_N(\theta) = \frac{1}{2} C_N \rho c \Delta h W_{up}^2, \quad (1.12)$$

$$F_T(\theta) = \frac{1}{2} C_T \rho c \Delta h W_{up}^2, \quad (1.13)$$

где ρ – плотность воздуха и Δh – высота трубки тока.

После добавлении касательной компоненты момента результирующей силы относительно центра ротора в каждой трубке тока для каждого элемента лопасти в секции вверх по потоку мгновенный крутящий момент в заданном азимутальном положении принимает вид [33, 38]:

$$Q(\theta) = \frac{1}{2} C_T \rho c R \Delta h W_{up}^2. \quad (1.14)$$

Общее среднее мгновенного крутящего момента для всей половины секции вверх по потоку вычисляется суммированием крутящего момента каждой лопасти в каждой трубке тока следующим образом [32, 38]:

$$Q_{up_{av}} = \frac{N}{2\pi} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} Q(\theta) d\theta. \quad (1.15)$$

Средний коэффициент крутящего момента $C_{q_{up_{av}}}$ для половины секции вверх по потоку задается следующим образом [37, 38]:

$$C_{q_{up_{av}}} = \frac{Q_{up_{av}}}{\frac{1}{2} \rho A R V_{\infty}^2}, \quad (1.16)$$

где $A = 2RH$ обозначает площадь, ометаемую ротором, и H есть высота лопасти. Таким образом, коэффициент генерируемой мощности секции вверх по потоку может быть выражен через относительную скорость конца лопасти турбины ($\lambda = \omega R / V_{\infty}$) и средний коэффициент крутящего момента ($C_{q_{up_{av}}}$) [38]

$$C_{P_{up}} = \lambda \cdot C_{q_{up_{av}}}. \quad (1.17)$$

Такая же процедура выполняется для секции вниз по потоку, используя равновесную скорость, задаваемую уравнением (1.2) в качестве скорости набегающего потока для второго диска актуатора в секции трубки тока вниз по потоку. В секции вниз по потоку локальная относительная скорость воздуха и угол атаки вычисляются в следующем виде [30, 33, 38]

$$W_{dw} = \sqrt{V_{ad}^2 [(\lambda'_0 - \sin(\theta))^2 + \cos^2(\theta)]}, \quad (1.18)$$

$$\alpha_{dw} = \arcsin \left(\frac{\cos(\theta)}{\sqrt{(\lambda'_0 - \sin(\theta))^2 + \cos^2(\theta)}} \right). \quad (1.19)$$

Кроме того, в этой секции локальная относительная скорость конца лопасти может быть вычислена по формуле

$$\lambda'_0 = \frac{\omega R}{V_{ad}}. \quad (1.20)$$

Нормальный и тангенциальный коэффициенты в секции вниз по потоку C'_N и C'_T зависят от угла атаки α_{dw} и коэффициентов подъемной силы и сопротивления C_L и C_D следующим образом [25, 27]

$$C'_N = C_L \cos(\alpha_{dw}) + C_D \sin(\alpha_{dw}), \quad (1.21)$$

$$C'_T = C_L \sin(\alpha_{dw}) - C_D \cos(\alpha_{dw}). \quad (1.22)$$

Локальное число Рейнольдса лопасти задается формулой

$$\text{Re}_{dw} = \frac{W_{dw} c}{\nu} \quad (1.23)$$

Аналогично, применяя теорию количества движения элемента лопасти к каждой трубке тока, можно найти множитель индуцирования для сечения вниз по потоку ad [25, 35]

$$ad = \frac{\pi}{F_{dw} + \pi}. \quad (1.24)$$

Величина F_{dw} задается выражением

$$F_{dw} = \frac{Nc}{8\pi R} \int_{\pi/2}^{3\pi/2} \left(\frac{W_{dw}}{V_{ad}} \right)^2 |\sec(\theta)| (C'_N \cos(\theta) - C'_T \sin(\theta)) d\theta. \quad (1.25)$$

В сечении ротора вниз по потоку нормальную и касательную компоненты силы F_N и F_T можно найти из следующих формул [25, 27]

$$F_N(\theta) = \frac{1}{2} C'_N \rho c \Delta h W_{dw}^2, \quad (1.26)$$

$$F_T(\theta) = \frac{1}{2} C'_T \rho c \Delta h W_{dw}^2. \quad (1.27)$$

Крутящий момент, произведенный элементом лопатки в половине сечения вниз по потоку, вычисляется как функция азимутального угла θ следующим образом:

$$Q(\theta) = \frac{1}{2} C'_t \rho c R \Delta h W_{dw}^2. \quad (1.28)$$

Средний крутящий момент в половине сечения ротора вниз по потоку задается следующим образом [30, 38]:

$$Q_{dw_{av}} = \frac{N}{2\pi} \int_{\pi/2}^{3\pi/2} Q(\theta) d\theta, \quad (1.29)$$

откуда получается средний крутящий момент

$$C_{qdw_{av}} = \frac{Q_{dw_{av}}}{\frac{1}{2} \rho A R V_\infty^2}. \quad (1.30)$$

Таким образом, коэффициент генерируемой мощности для секции вниз по потоку может быть записан так

$$C_{P_{dw}} = \lambda \cdot C_{qdw_{av}}. \quad (1.31)$$

Наконец, общий коэффициент генерируемой мощности для одного цикла может быть определен из следующей формулы [25, 39]:

$$C_P = C_{P_{up}} + C_{P_{dw}}. \quad (1.32)$$

1.2. Предсказания разработанной DMST-модели двойных множественных трубок тока для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью

В DMST-модели двойных множественных трубок тока несколько параллельных и смежных трубок тока в пространстве ветрогенератора Горлова с вертикальной осью разделяются на независимые горизонтальные и вертикальные секции с различными индуцированными скоростями вверх и вниз по потоку и разными равновесными индуцированными скоростями в каждой секции. Горизонтальное направление разделено за счет изменения азимутального угла лопасти $\Delta\theta$. Общее число горизонтальных трубок тока равно углу θ для направления вверх по потоку (180°), деленному на $\Delta\theta$ ($N_h = 180^\circ/\Delta\theta$). Кроме того, высота трубки тока Δh определяется делением высоты турбогенератора H на число вертикальных отделений. Течение ветра над лопастью турбины производит подъемную силу и силу сопротивления, которые вызывают вращение турбины и генерацию электроэнергии. Каждая лопасть вносит вклад в производство электроэнергии, создавая крутящий момент для вращения ротора, зависящий от ее положения и ориентации по отношению к потоку ветра. Общая генерированная мощность есть сумма мгновенных крутящих моментов каждой лопасти. В отличие от конструкции ветрогенератора типа Дарье с вертикальной осью и прямыми лопастями, в ветрогенераторе Горлова с вертикальной осью лопасти наклонные. По этой причине во время вращения турбины каждая лопасть может быть размещена частично в секции вверх по потоку и частично в секции вниз по потоку, в соответствии с винтовым углом лопастей. Для этой цели развивается модель DMST двойных множественных трубок тока так, чтобы она соответствовала криволинейным лопастям. Как было упомянуто выше, число горизонтальных отделений равно $N_h = 180^\circ/\Delta\theta$, в то время как число вертикальных отделений равно $N_v = \Psi/\Delta\theta$ и для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью зависит от винтового угла. Следовательно, высота трубок тока равна $\Delta h = H/N_v$ при заданном винтовом угле Ψ , для того, чтобы адекватно описать поведение лопасти при каждом азимутальном положении, как показано на рис. 1а. В результате силы и мгновенный крутящий момент, производимые одной лопастью при заданном азимутальном положении θ , могут быть вычислены суммированием сил и мгновенных крутящих моментов каждой вертикальной трубки тока по следующим формулам:

$$F_N(\theta) = \sum_{i=1}^{2N_h i + N_v} \sum_i F_{Ni}(\theta), \quad (1.33)$$

$$F_T(\theta) = \sum_{i=1}^{2N_h i + N_v} \sum_i F_{Ti}(\theta), \quad (1.34)$$

$$Q(\theta) = \sum_{i=1}^{2N_h i + N_v} \sum_i Q_i(\theta). \quad (1.35)$$

Общий средний крутящий момент и коэффициент среднего крутящего момента ротора могут быть записаны в виде

$$Q_{av} = \frac{N}{2\pi} \int_{-\pi/2}^{3\pi/2} Q(\theta) d\theta, \quad (1.36)$$

$$C_{qav} = \frac{Q_{av}}{\frac{1}{2} \rho A R V_\infty^2}. \quad (1.37)$$

Таким образом, коэффициент генерируемой мощности ротора ветрогенератора Горлова с вертикальной осью равен

$$C_P = \lambda \cdot C_{qav}. \quad (1.38)$$

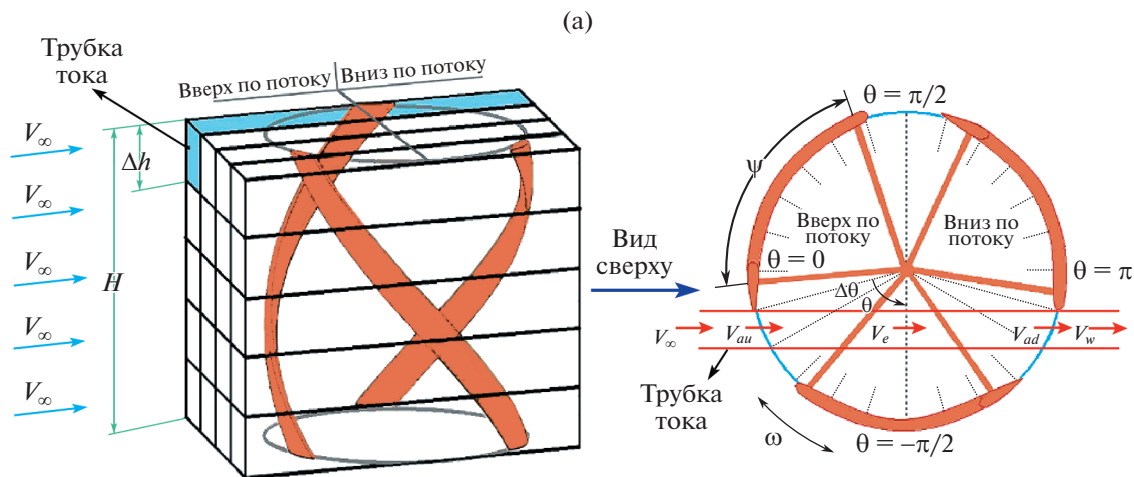


Рис. 1. Описание пространства ветрогенератора Горлова с вертикальной осью в разработанной DMST-модели двойных множественных трубок тока (а); разработанная блок-схема DMST-модели двойных множественных трубок тока для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью (б); сравнение результатов настоящего исследования с данными экспериментов на установке Quiet Revolution 5 (QR5) (в).

Для проведения оценки производительности ветрогенератора Горлова с вертикальной осью была разработана компьютерная программа, написанная в пакете MATLAB на основе блок-схемы, представленной на рис. 1б.

Проверка достоверности разработанной DMST-модели двойных множественных трубок тока для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью была выполнена путем сравнения полученных результатов с результатами экспериментов в аэродинамической трубе Quiet Revolution 5 (QR5) для конфигурации со спиральными скрученными лопастями, описанной в [40]. Как видно из рис. 1в, наблюдается хорошее согласие между этими результатами, что доказывает способность вышеупомянутой программы правильно предсказывать производительность ветрогенератора Горлова с вертикальной осью.

2. СВОЙСТВА АЭРОДИНАМИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ

Требования к коэффициенту подъемной силы и коэффициенту сопротивления, как функциям угла атаки и числа Рейнольдса лопасти, могут быть рассмотрены как недостатки DMST-модели двойных множественных трубок тока. Нет надежных данных о влиянии аэродинамического профиля на точность процедуры расчета, особенно при больших углах атаки и малых числах Рейнольдса. По этой причине для уменьшения вычислительных ошибок рекомендуется использовать экспериментальные данные. Таким образом, в настоящем исследовании результаты экспериментов [41] для симметричных крыловых профилей NASA с четырехзначным номером были использованы во всем диапазоне углов атаки ($0-180^\circ$) при нескольких разных числах Рейнольдса.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Этот раздел посвящен обсуждению полученных результатов для разработанной DMST модели двойных множественных трубок тока для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью. В таблице перечислены характеристики ветрогенератора Горлова с вертикальной осью.

Исследовано влияние конструктивных и рабочих параметров на производительность ветрогенератора Горлова с вертикальной осью. Густота лопаток турбины $\sigma = Nc/R$ и соотношение геометрических размеров $H/2R$ представляют собой наиболее важные параметры при определении геометрии ротора в ветрогенераторах с вертикальной осью. Густота лопаток турбины зависит от числа лопастей, хорды лопастей и радиуса турбины, тогда как соотношение геометрических размеров зависит от высоты и диаметра турбины. По этой причине было оценено влияние этих параметров вместе с влиянием аэродинамического профиля лопасти, винтового угла и скорости набегающего потока ветра на производительность рассматриваемой турбины Горлова.

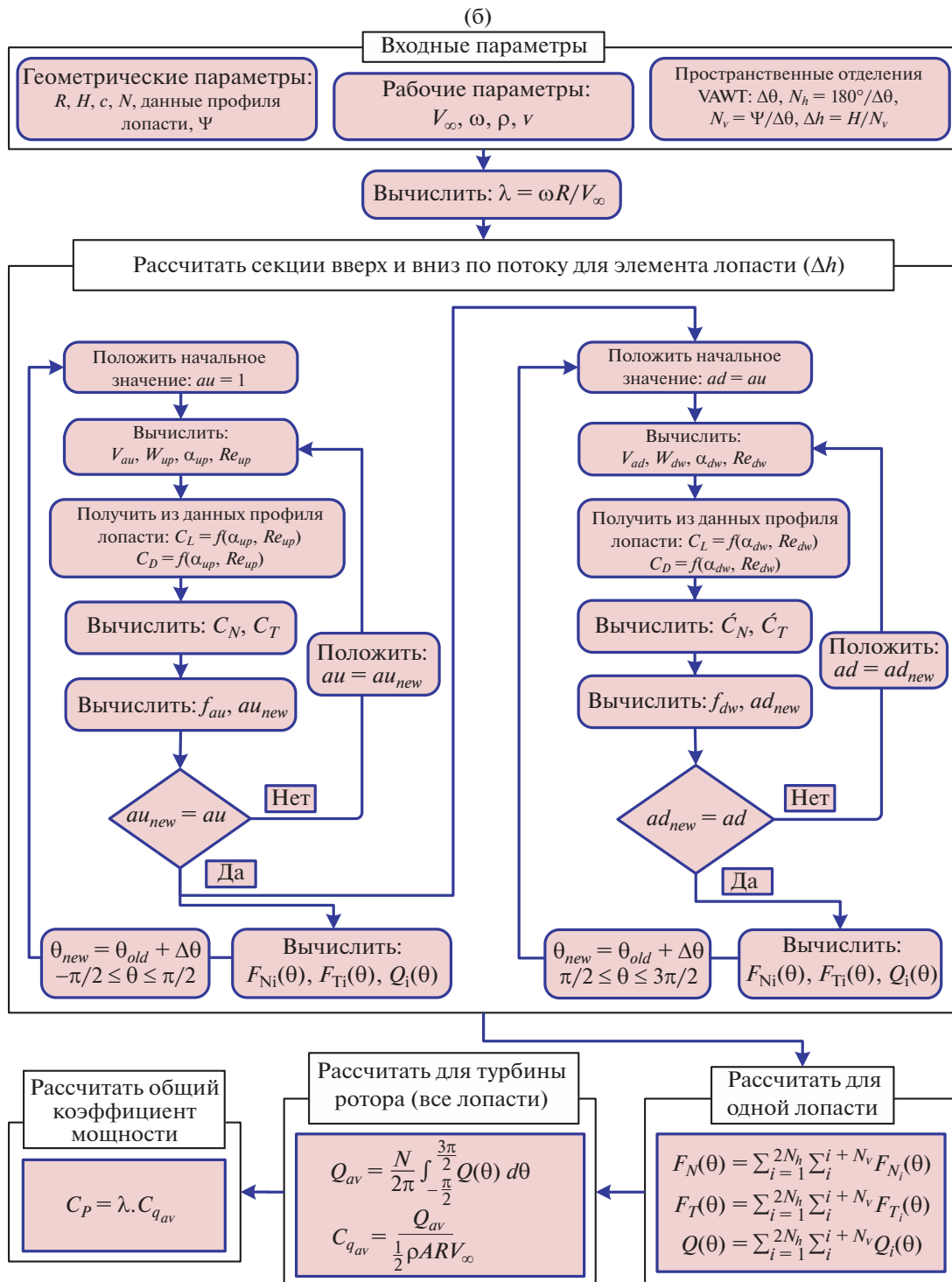


Рис. 1. Продолжение

3.1. Влияние аэродинамического профиля лопасти

Чтобы изучить влияние аэродинамического профиля лопасти на генерируемую мощность, было выполнено численное моделирование на основе DMST-модели двойных множественных трубок тока с теми же характеристиками турбины Горлова, что приведены в таблице, в которых варьировались только характеристики аэродинамического профиля лопасти. Моделирование

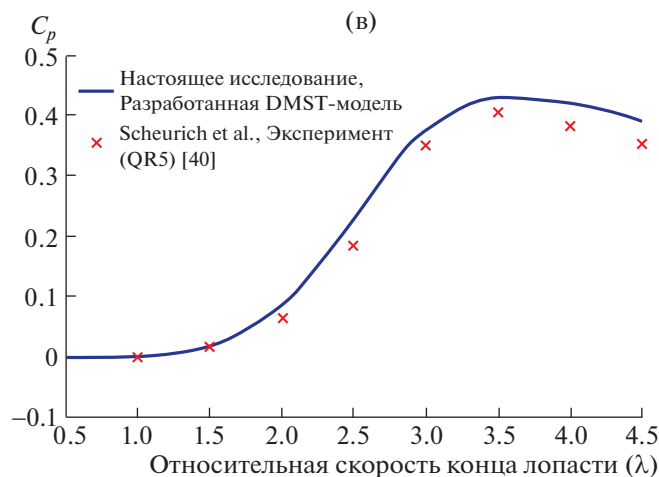


Рис. 1. Окончание.

было проведено для симметричных аэродинамических профилей, включая NASA 0012, NASA 0015, NASA 0018 и NASA 0021, и результаты, полученные для коэффициентов генерируемой мощности этих профилей при разных λ , изображены на рис. 2. Как можно видеть из приведенного рисунка, максимальный коэффициент генерируемой мощности равен 0.479 и достигается на профиле NASA 0018 при $\lambda = 3.5$. Из рис. 2 можно также сделать вывод, что в тонком профиле, таком как NASA 0012, получены отрицательные значения C_p при $\lambda < 3$, что означает неспособность такой турбины к автозапуску. Эта зона относительной скорости конца лопасти, в которой величины коэффициента генерируемой мощности отрицательна и турбина не может запуститься самостоятельно, называется зоной нечувствительности генератора (мертвой зоной). Следовательно, можно заключить, что имеется существенный эффект, возникающий при варьировании аэродинамического профиля и улучшающий эффективность работы ветрогенератора Горлова с вертикальной осью, в частности, повышающий его коэффициент использования энергии ветра.

3.2. Влияние числа лопастей N

В этом разделе влияние числа лопастей на производительность турбины исследуется для двух, трех и четырех лопастей, тогда как другие параметры поддерживаются постоянными. На рис. 3а изображены результаты расчета коэффициента генерируемой мощности для разного числа лопастей. Согласно рис. 3а, минимальное ($C_p = 0.461$) и максимальные ($C_p = 0.498$) пиковые зна-

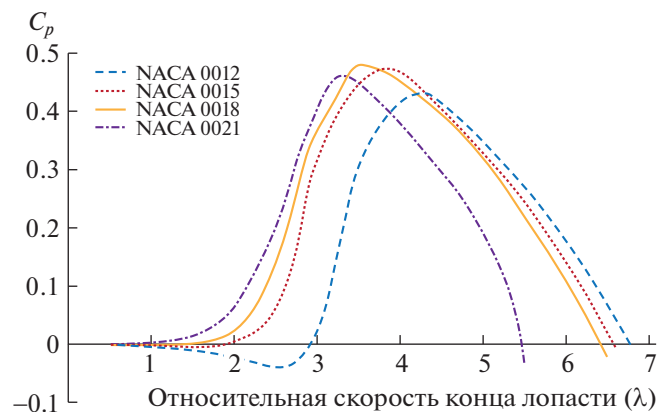


Рис. 2. Сравнение коэффициентов генерируемой мощности для разных аэродинамических профилей в зависимости от относительной скорости конца лопасти.

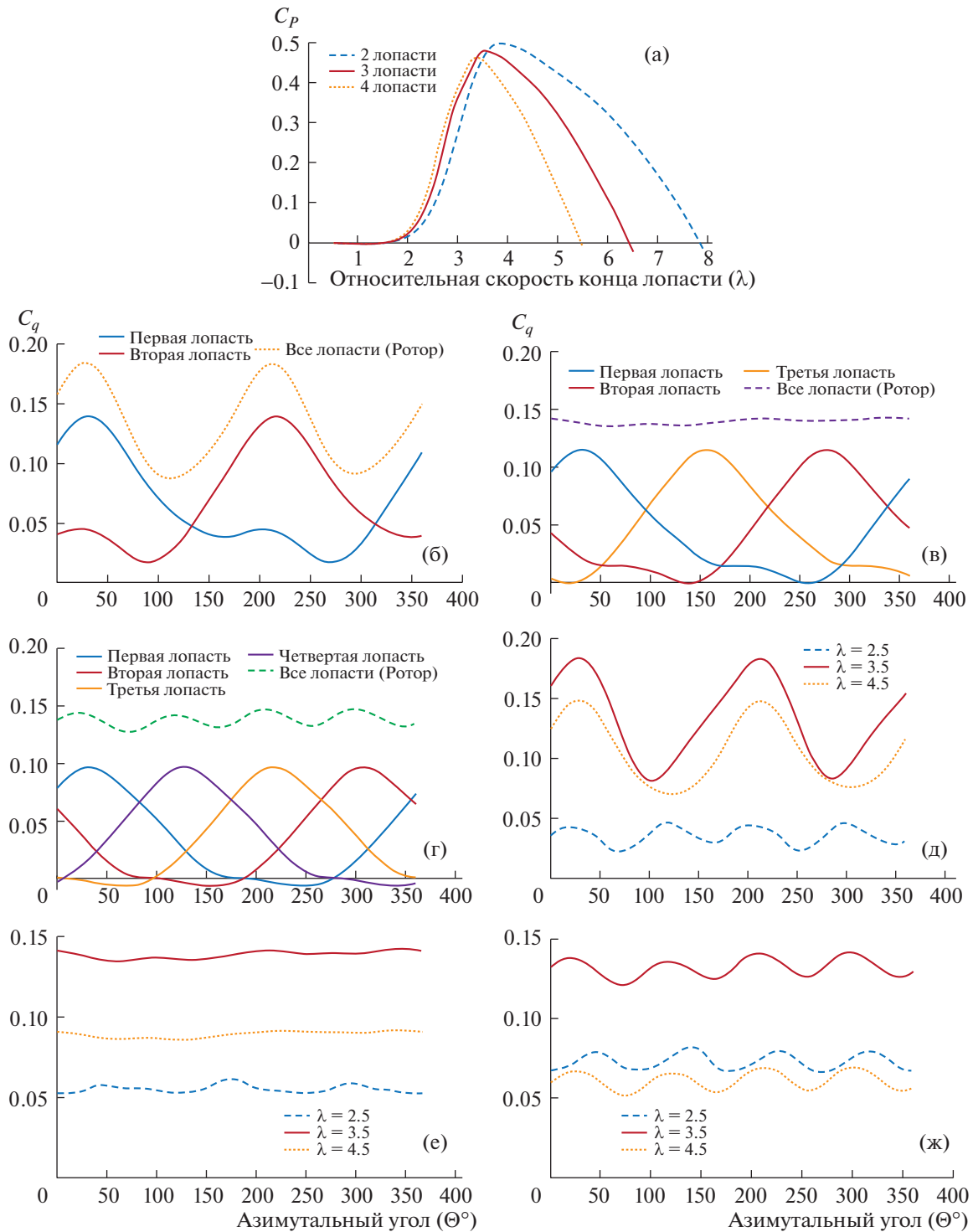


Рис. 3. Влияние числа лопастей на коэффициент генерируемой мощности как функции относительной скорости конца лопасти (а) и на коэффициент крутящего момента как функции азимутальных углов (б–ж): (б) $N = 2$ при $\lambda = 3.8$; (в) $N = 3$ при $\lambda = 3.5$; (г) $N = 4$ при $\lambda = 3.4$; (д) $N = 2$; (е) $N = 3$; (ж) $N = 4$.

чения соответствуют двум и четырем лопастям и достигаются при $\lambda = 3.8$ и 3.4 соответственно. Из рис. 3а очевидно, что пиковое значение C_p и соответствующее λ убывают с ростом числа лопастей из-за изменения коэффициента индукции. Кроме того, на рис. 3б–3г приведены графики

зависимостей коэффициентов крутящих моментов каждой лопасти и ротора от азимутального положения при оптимальном значении λ для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью с разным числом лопастей (2, 3 и 4). Более гладкая кривая C_q была получена для ротора с тремя лопастями. Это происходит благодаря тому, что в трехлопастном роторе с винтовым углом 120° поверхность аэродинамического профиля распределена равномерно по циклу вращения. По этой причине можно сделать вывод о прямом влиянии числа лопастей N на гладкость работы ротора благодаря компенсации циклических аэродинамических нагрузок. На рис. 3д–3ж изображено изменение C_q в зависимости от азимутального угла для разных значений λ (2.5, 3.5 и 4.5) и разных N (2, 3 и 4). Как видно из рис. 3д–3ж, среднее значение C_q увеличивается с ростом λ от 2.5 до 3.5; однако это значение убывает при дальнейшем росте λ до 4.5.

3.3. Влияние Винтового Угла ψ

Расчет производительности ветрогенератора Горлова с вертикальной осью был выполнен для различных винтовых углов (30° , 60° , 90° и 120°), когда остальные параметры поддерживались постоянными. Результаты изображены на рис. 4а для влияния ψ на C_p в зависимости от λ . Согласно рис. 4а, минимальное ($C_p = 0.479$) и максимальное ($C_p = 0.491$) пиковые значения соответствуют случаям $\psi = 120^\circ$ и $\psi = 30^\circ$ соответственно. Кроме того, пиковое значение C_p наблюдается при $\lambda = 3.5$ для различных значений ψ , что указывает на зависимость оптимального значения λ от изменения винтового угла. Кроме того, увеличение ψ приводит к небольшому снижению пикового значения C_p . На рис. 4б–4д показано поведение C_q для полного цикла работы лопастей в зависимости от азимутального угла при оптимальном значении λ для четырех винтовых углов 30° , 60° , 90° и 120° соответственно. Из рис. 4б можно видеть, что колебания на кривой C_q для ротора значительно усиливаются, тогда как из рис. 4в и 4г видно, что колебания на этой кривой ослабляются. Как видно из рис. 4д, в этом случае кривая C_q становится идеально гладкой. На рис. 4е–4и производится сравнение кривых C_q ротора ветрогенератора Горлова с вертикальной осью как функций азимутального угла для $\lambda = 2.5$, 3.5 и 4.5 при фиксированных значениях ψ , равных 30° , 60° , 90° и 120° соответственно. Согласно рис. 4е–4з, изменение угла ψ производит значительный эффект на амплитуду колебаний, особенно при $\lambda = 2.5$, когда амплитуда колебаний больше и убывает при увеличении ψ ; при $\psi = 120^\circ$, как показано на рис. 4и, эти колебания становятся приближенно более плоскими при разных значениях λ . Причина такого поведения связана с изменением угла атаки при разных относительных скоростях концов лопастей и разных винтовых углах. В целом можно сделать вывод, что винтовой угол является существенным параметром для уменьшения колебаний аэродинамических нагрузок и стабильности работы ротора, что ведет к большей производительности ветрогенератора.

3.4. Влияние длины хорды лопасти c

В этом разделе описано влияние изменения длины хорды c в диапазоне от 0.1 м до 0.35 м на производительность, тогда как другие параметры поддерживаются постоянными. Рисунок 5а изображает влияние этого параметра на генерируемую мощность C_p , представленную в зависимости от λ ; как видно из рис. 5а, при увеличении c оптимальное значение λ , при котором достигается пиковое значение C_p , возрастает, что приводит к более узким кривым C_p для больших значений длины хорды. Кроме того, видно, что минимальное значение $C_p = 0.453$ и максимальное значение $C_p = 0.485$ соответствуют $c = 0.35$ м и $c = 0.15$ м, что достигается при $\lambda = 2.9$ и $\lambda = 3.8$ соответственно. Стоит упомянуть, что характеристики автозапуска улучшаются при увеличении длины хорды лопасти. На рис. 5б–5г изображены кривые C_q для каждой пластины и ротора при оптимальном значении λ для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью за один оборот при длинах хорды лопасти 0.15 м, 0.25 м и 0.35 м. Видно, что среднее значение C_q растет вместе с увеличением длины хорды при оптимальном значении λ . На рис. 5д–5ж представлено поведение кривой C_q для ротора в зависимости от азимутального угла при различных значениях λ , равных 2.5, 3.5 и 4.5, при длинах хорды c , равных 0.12, 0.25 и 0.35 м соответственно. Лопасты с меньшими

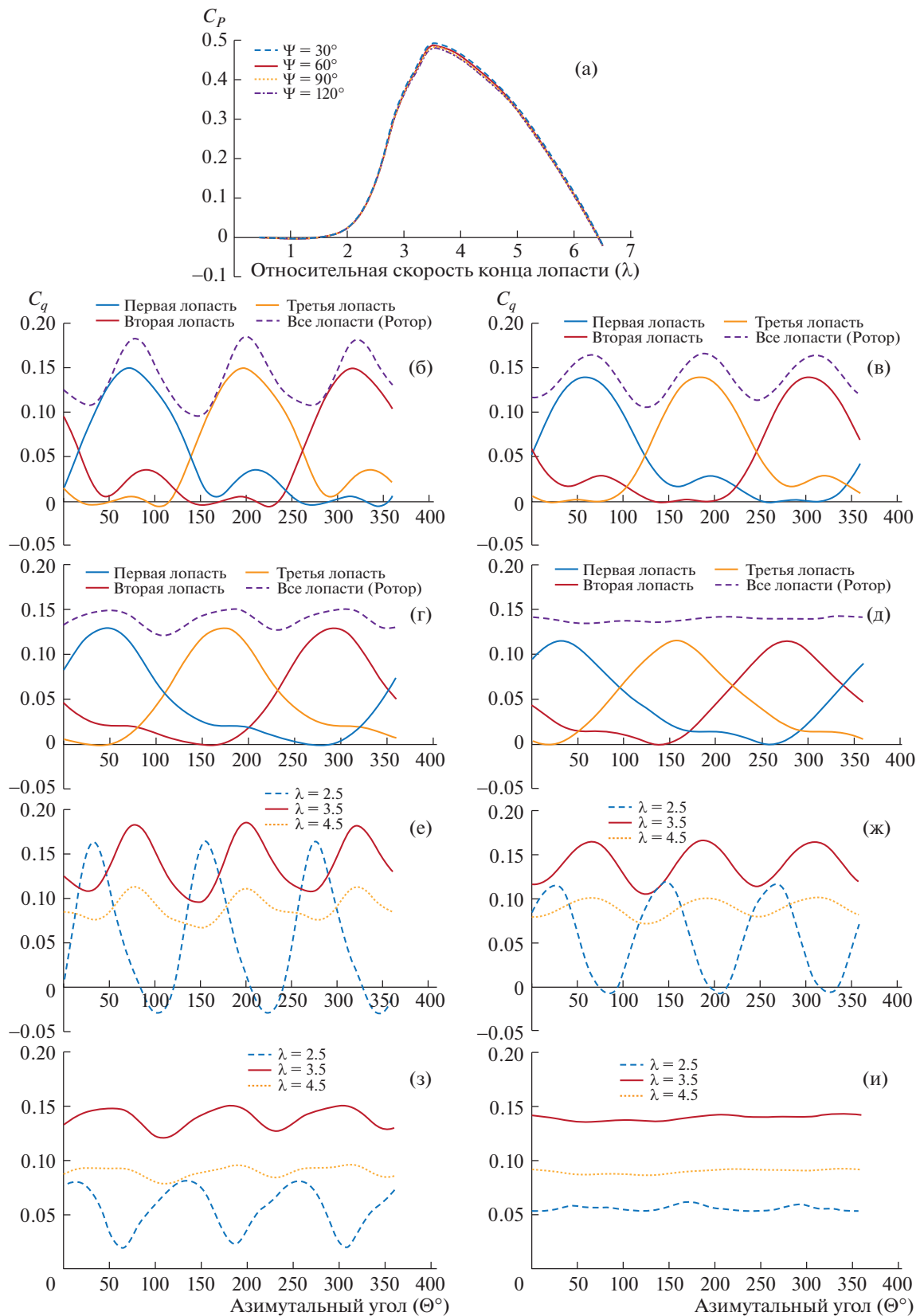


Рис. 4. Влияние винтового угла на коэффициент генерируемой мощности как функции относительной скорости конца лопасти (а) и на коэффициент крутящего момента как функции азимутальных углов (б–и): (б) $\Psi = 30^\circ$ при $\lambda = 3.5$; (в) $\Psi = 60^\circ$ при $\lambda = 3.5$; (г) $\Psi = 90^\circ$ при $\lambda = 3.5$; (д) $\Psi = 120^\circ$ при $\lambda = 3.5$; (е) $\Psi = 30^\circ$; (ж) $\Psi = 60^\circ$; (з) $\Psi = 90^\circ$; (и) $\Psi = 120^\circ$.

хордами требуют больших значений λ , чтобы развить максимальный крутящий момент, что подчеркивает важность длины хорды для возможности автозапуска.

3.5. Влияние соотношения геометрических размеров ($H/2R$)

Было изучено влияние изменения соотношения геометрических размеров в диапазоне от 0.5 до 2.5 при постоянной площади (была постоянной величина $H \times 2R$), результаты изображены на рис. 6а. Следует отметить, что другие параметры турбины, перечисленные в табл. 1, поддерживались постоянными. Согласно рис. 6а, с увеличением соотношения геометрических размеров $H/2R$ пиковое значение C_p смещалось с более высоких к меньшим значениям λ ; кроме того, величина пикового значения C_p также уменьшалась. Можно сказать, что с увеличением $H/2R$ производительность улучшается при небольших λ и ухудшается при больших λ . На рис. 6б–6г изображены колебания крутящего момента каждой лопасти и ротора ветрогенератора Горлова с вертикальной осью в течение одного оборота для оптимального значения λ при отношении геометрических размеров $H/2R$, равных 0.5, 1.5 и 2.5 соответственно. Можно видеть, что гладкость кривой C_q для ротора не изменялась при варьировании отношения геометрических размеров $H/2R$. На рис. 6д–6ж изображены кривые C_q для полного цикла работы лопастей и значений λ , равных 2.5, 3.5 и 4.5, при отношении геометрических размеров 0.5, 1.5 и 2.5 соответственно. Для $\lambda = 2.5$ очевиден возрастающий тренд среднего значения C_q при увеличении отношения геометрических размеров, однако этот тренд сменяется убыванием при $\lambda = 4.5$. Таким образом, можно сделать вывод, что для выбора подходящего отношения геометрических размеров $H/2R$ следует провести дополнительное рассмотрение. Например, в ограниченной доступной области условий рекомендуется увеличить отношение геометрических размеров ротора $H/2R$.

3.6. Влияние скорости набегающего ветра (V_∞)

Влияние скорости набегающего ветра V_∞ на коэффициент использования энергии ветра для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью было исследовано для различных значений λ при изменении V_∞ в диапазоне от 4 до 14 м/с. Результаты изображены на рис. 7а. Видно, что коэффициент генерируемой мощности C_p отрицателен при небольших значениях λ , когда скорость ветрового потока V_∞ маленькая. Например, при $V_\infty = 4, 6$ и 8 м/с зона нечувствительности генератора (мертвая зона) простирается от $\lambda = 0.5$ до $\lambda = 2.8, 2.4, 2$ соответственно, так что можно сделать вывод о значительном влиянии рабочих условий на поведение автозапуска турбины. Также очевидно, что при увеличении V_∞ происходит значительное увеличение значения C_p ; кроме того, кривые для коэффициента использования энергии ветра становятся шире вплоть до $V_\infty = 12$ м/с, а после этой скорости, которая называется расчетной (номинальной) скоростью ветра, значения C_p остаются постоянными при каждом значении λ . Кроме того, более широкая кривая для коэффициента использования энергии ветра при расчетной (номинальной) скорости ветра приводит к более широкому диапазону значений λ , которые очень близки к пиковой генерируемой мощности C_p ; это явление играет важную роль для требований к системе управления генерируемой мощностью. На рис. 7б–7г изображены зависимости крутящего момента от азимутального угла для полного цикла работ лопастей при оптимальном значении λ для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью при скорости набегающего потока ветра $V_\infty = 4, 8$ и 12 м/с. В соответствии с этими результатами можно утверждать, что при увеличении V_∞ значительно возрастает среднее значение кривой C_q для ротора. С целью сравнения на рис. 7д–7ж приведены средние значения C_q как функции азимутального угла для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью для $\lambda = 2.5, 3.5$ и 4.5 при фиксированных значениях V_∞ , равных 4, 8 и 12 м/с соответственно. В соответствии с рис. 7д для $V_\infty = 4$ м/с отрицательные значения C_q при $\lambda = 2.5$ наблюдаются из-за того, что λ лежит в мертвой зоне турбины, однако при больших значениях V_∞ эта мертвая зона исчезает и значения C_q становятся положительными, как можно видеть на рис. 7е и 7ж. Значительное увеличение крутящего момента при росте V_∞ можно объяснить увеличением числа Рей-

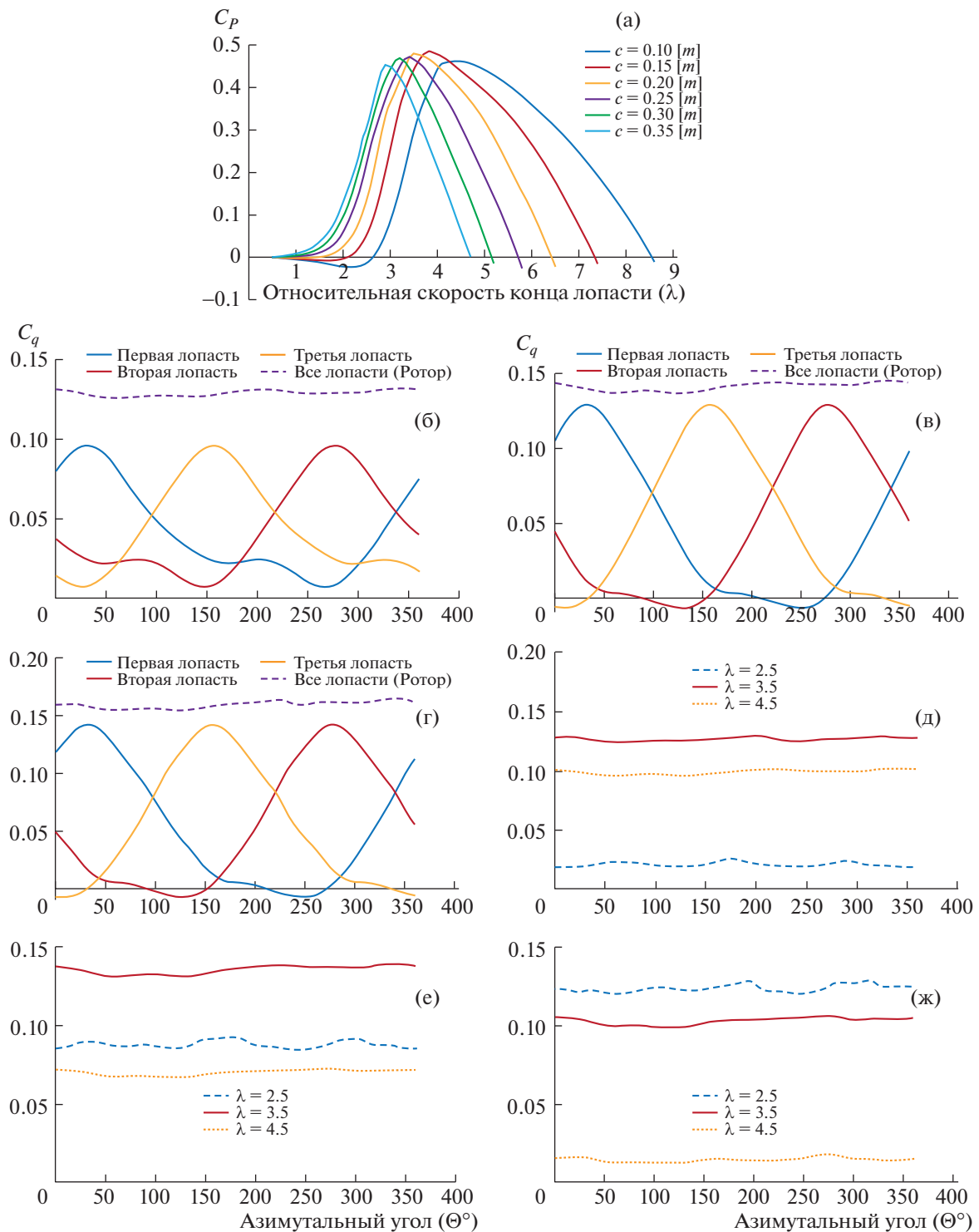


Рис. 5. Влияние длины хорды лопасти на коэффициент генерируемой мощности как функции относительной скорости конца лопасти (а) и на коэффициент крутящего момента как функции азимутальных углов (б–ж): (б) $c = 0.15$ м при $\lambda = 3.8$; (в) $c = 0.25$ м при $\lambda = 3.4$; (г) $c = 0.35$ м при $\lambda = 2.9$; (д) $c = 0.15$ м; (е) $c = 0.25$ м; (ж) $c = 0.35$ м.

нольса, которое приводит к результирующему увеличению отношения подъемной силы к силе сопротивления (аэродинамического качества) для каждого угла атаки.

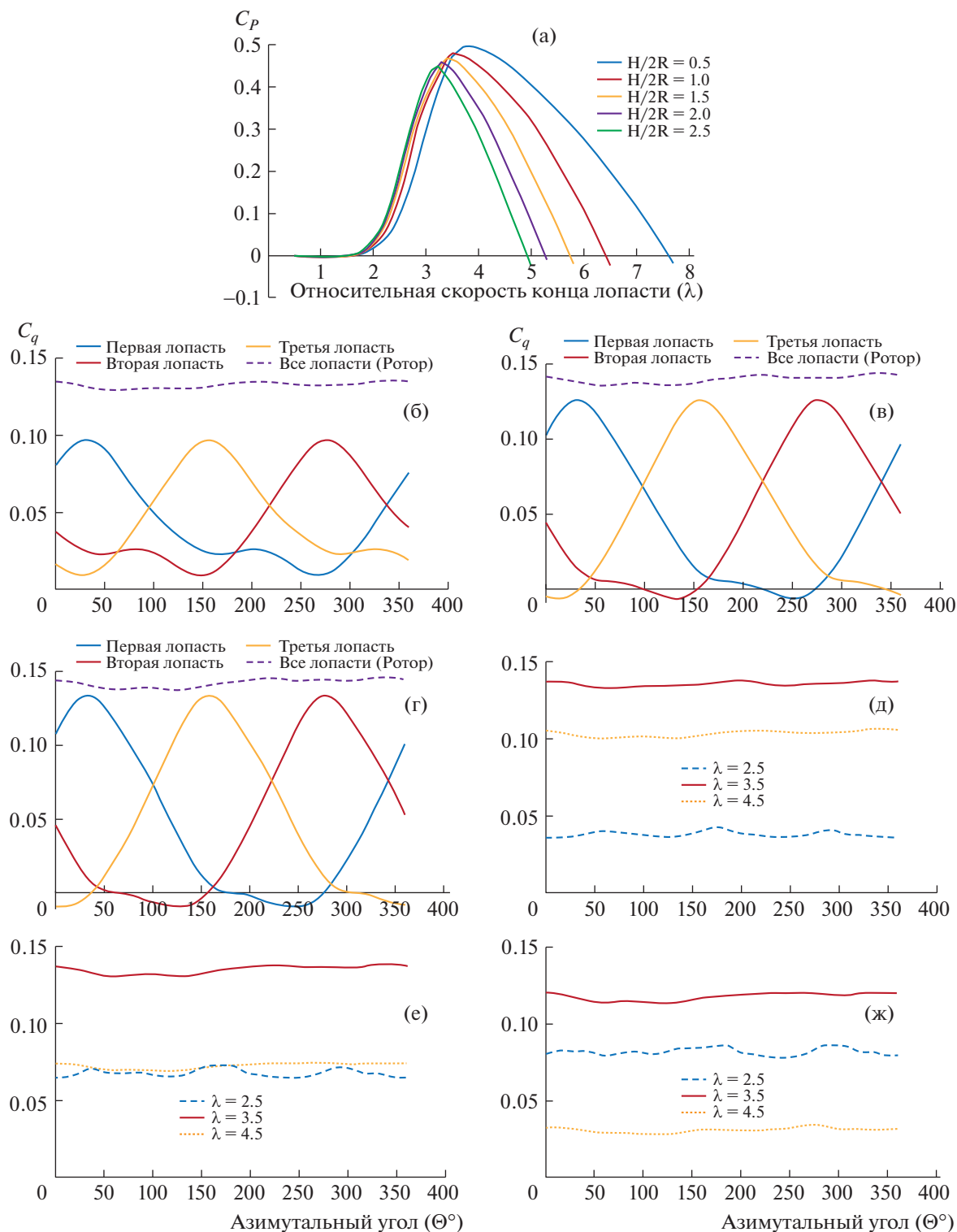


Рис. 6. Влияние соотношения геометрических размеров $H/2R$ на коэффициент генерируемой мощности как функции относительной скорости конца лопасти (а) и на коэффициент крутящего момента как функции азимутальных углов (б–ж): (б) $c = 0.15$ при $\lambda = 3.8$; (в) $c = 0.25$ при $\lambda = 3.4$; (г) $c = 0.35$ м при $\lambda = 2.9$; (д) $c = 0.15$ м; (е) $c = 0.25$ м; (ж) $c = 0.35$ м.

Таблица 1. Характеристики ветрогенератора Горлова с вертикальной осью в настоящем исследовании

Радиус ротора (R)	1.5 м
Высота ротора (H)	3 м
Хорда лопасти (c)	0,2 м
Аэродинамический профиль	NACA0018
Число лопастей (N)	3
Винтовой угол (ψ)	120°
Скорость набегающего ветра м/с (V_∞)	10 м/с

ВЫВОДЫ

В настоящем исследовании разработана экономичная DMST-модель двойных множественных трубок тока для расчета аэродинамической схемы ветрогенератора Горлова с вертикальной осью. Используя разработанную DMST-модель, исследовано влияние геометрических и рабочих параметров на характеристики производительности и крутящего момента ветрогенератора Горлова с вертикальной осью. Основные выводы проведенного исследования следующие:

- При сравнении результаты расчетов ветрогенератора Горлова с вертикальной осью с помощью разработанной DMST-модели двойных множественных трубок тока с четырьмя симметричными профилями NACA 0012, NACA 0015, NACA 0018 и NACA 0021 показано, что максимальная генерируемая мощность $C_p = 0.479$ достигается на NACA 0018 при $\lambda = 3.5$. При меньших значениях λ производительность более толстых профилей лопастей лучше; отрицательные значения C_p наблюдались для более тонких профилей, это влияет на возможность автозапуска турбины.

- Производительность ветрогенератора Горлова с вертикальной осью для разного числа лопастей показывает, что соответствующие пиковые значения C_p и λ убывают при росте числа лопастей. Хотя максимальное значение генерируемой мощности $C_p = 0.498$ имеет место в случае двух лопастей, кривая C_q более гладкая для ротора с тремя лопастями, так что достигаются более ровная работа ротора и компенсация циклических аэродинамических нагрузок.

- Влияние винтового угла показало небольшое уменьшение пикового значения C_p при увеличении ψ от 30 до 120°. С другой стороны, наблюдалось, что размах колебаний на кривой C_q существенно возрастает при $\psi = 30^\circ$ для генератора Горлова при различных значениях относительной скорости концов лопастей, особенно при $\lambda = 2.5$; однако при $\psi = 120^\circ$ эта кривая становится гладкой. Таким образом, винтовой угол является важным параметром для уменьшения колебаний аэродинамических нагрузок и усиления стабильности работы ротора, что является причиной более высокой производительности генератора.

- Увеличение длины хорды лопасти может оказать воздействие на возможность режима автозапуска ветрогенератора Горлова с вертикальной осью. Однако достигаемое пиковое значение C_p убывает и кривые коэффициента использования энергии ветра становятся в то же время более узкими. Кроме того, найдено, что лопасти с меньшими хордами требуют большей относительной скорости концов лопастей для развития максимального коэффициента крутящего момента. Изменение длины хорды имеет пренебрежимо малый эффект на колебания выходной мощности.

- Эффекты, связанные с отношением геометрических размеров $H/2R$, указывают на тот факт, что при увеличении этого отношения при постоянной площади турбины ($H \times 2R = \text{const}$) для ветрогенератора Горлова с вертикальной осью максимальное значение коэффициента генерируемой мощности убывает и достигается при меньшем значении λ . Однако увеличение отношения высоты турбины к диаметру ее приводило к увеличению производительности при небольших значениях λ , тогда как при больших λ производительность убывала.

- Влияние скорости набегающего потока ветра на производительность ветрогенератора Горлова с вертикальной осью показало существенное увеличение значений C_p и привело к более

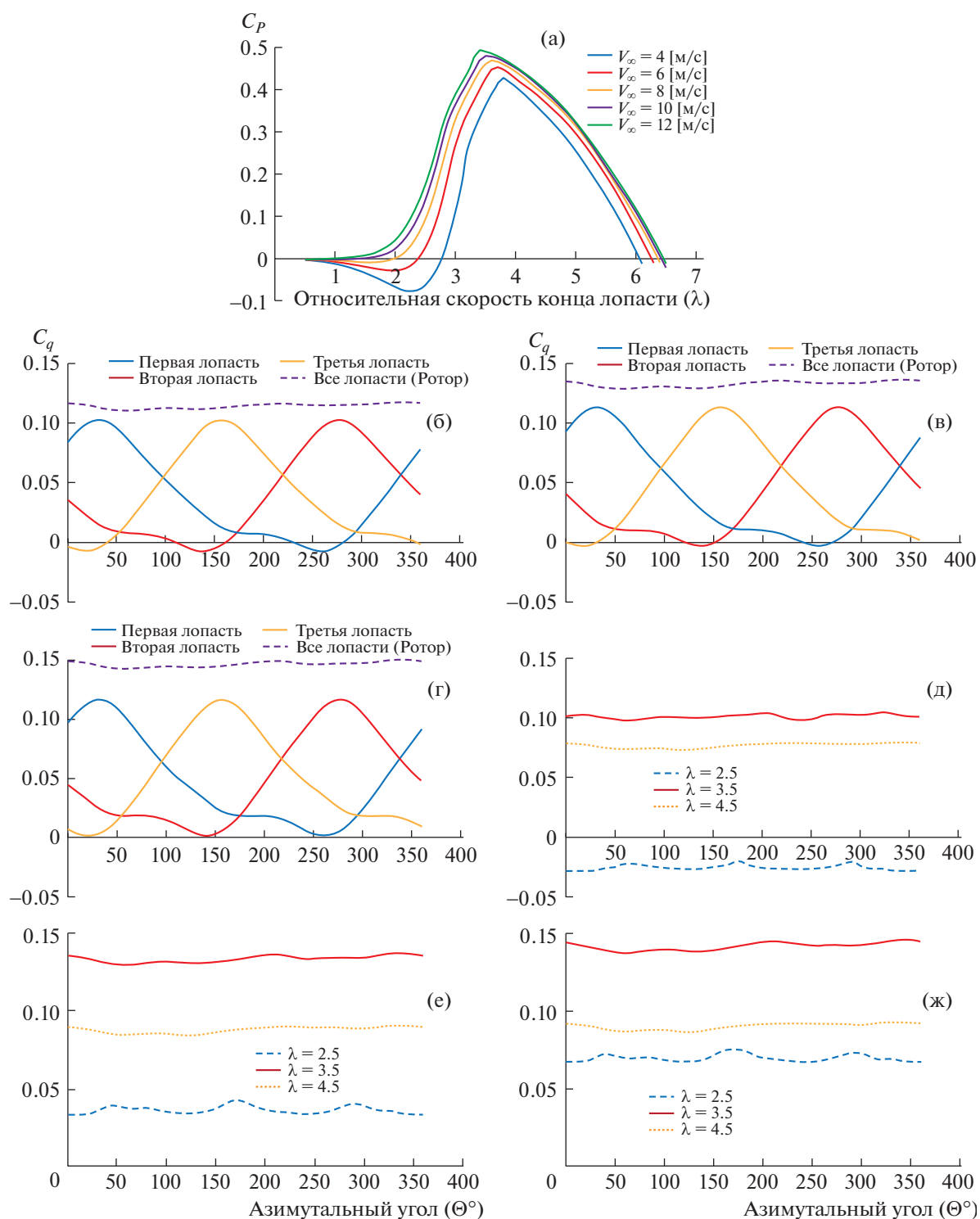


Рис. 7. Влияние скорости набегающего ветра на коэффициент генерируемой мощности как функции относительной скорости конца лопасти (а) и на коэффициент крутящего момента как функции азимутальных углов (б–ж): (б) $V_\infty = 4$ м/с при $\lambda = 3.8$; (в) $V_\infty = 8$ м/с при $\lambda = 3.6$; (г) $V_\infty = 12$ м/с при $\lambda = 3.4$; (д) $V_\infty = 4$ м/с; (е) $V_\infty = 8$ м/с; (ж) $V_\infty = 12$ м/с.

широким кривым для коэффициента использования энергии ветра до тех пор, пока скорость набегающего потока ветра V_∞ не достигнет расчетной, равной 12 м/с для изучаемой турбины; дальнейшее увеличение скорости набегающего ветра не оказывает влияния на значения C_p и они

остаются постоянными при всех λ . Кроме того, наблюдалось заметное увеличение коэффициента крутящего момента при оптимальном значении λ ; наряду с этим улучшалась возможность автозапуска ветрогенератора Горлова с вертикальной осью из-за исчезновения мертвой зоны генератора при больших значениях V_∞ .

Авторы заявляют, что у них нет конфликтов интересов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пьянков К.С., Топорков М.Н. Математическое моделирование течения в ветрогенераторах с вертикальной осью // Изв. РАН. МЖГ. 2014. № 2. С. 125–135.
<https://doi.org/10.1134/S0015462814020136>
2. Moghimi M., Derakhshan S., and Motawej H. A Mathematical model development for assessing the engineering and economic improvement of wave and wind hybrid energy system, Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Mechanical Engineering, published online 2018, in press.
<https://doi.org/10.1007/s40997-018-0272-8>
3. UN adopts new Global Goals, charting sustainable development for people and planet by 2030. United Nations Department of Economic and Social Affairs. 2015. <https://www.un.org/en/development/desa/news/sustainable/un-adopts-new-global-goals.html#more-15178> (Accessed 19 May 2019)
4. Munro P., van der Horst G., Healy S. Energy justice for all? Rethinking Sustainable Development Goal 7 through struggles over traditional energy practices in Sierra Leone // Energy Policy. 2017. V. 105. P. 635–641.
<https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2017.01.038>
5. Ostos I., Ruiz I., Gajic M., Gómez W., Bonilla A., Collazos C. A modified novel blade configuration proposal for a more efficient VAWT using CFD tools // Energy Conversion and Management. 2019. V. 180. P. 733–746.
<https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2018.11.025>
6. Arslan H., Baltaci H., Akkoyunlu B. O., Karanfil S., Tayanc M. Wind speed variability and wind power potential over Turkey: Case studies for Çanakkale and İstanbul // Renewable Energy. 2020. V. 145. P. 1020–1032.
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.06.128>
7. Abdalrahman G., Melek W., Lien F.-S. Pitch angle control for a small-scale Darrieus vertical axis wind turbine with straight blades (H-Type VAWT) // Renewable Energy. 2017. V. 114. P. 1353–1362.
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2017.07.068>
8. Derakhshan S., Moghimi M., Motawej H. Development of a mathematical model to design an offshore wind and wave hybrid energy system // Energy Equipment and Systems. 2018. V. 6. № 2. P. 181–200.
<https://doi.org/10.22059/EES.2018.31536>
9. Ghasemian M., Ashrafi Z.N., Sedaghat A. A review on computational fluid dynamic simulation techniques for Darrieus vertical axis wind turbines // Energy Conversion and Management. 2017. V. 149. P. 87–100.
<https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2017.07.016>
10. Bai H.L., Chan C.M., Zhu X.M., Li K.M. A numerical study on the performance of a Savonius-type vertical-axis wind turbine in a confined long channel // Renewable Energy. 2019. V. 139. P. 102–109.
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.02.044>
11. Dilimulati A., Stathopoulos T., Paraschivoiu M. Wind turbine designs for urban applications: A case study of shrouded diffuser casing for turbines // Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. 2018. V. 175. P. 179–192.
<https://doi.org/10.1016/J.JWEIA.2018.01.003>
12. Abu-Hamdeh N.H., Almitani K.H. Construction and numerical analysis of a collapsible vertical axis wind turbine // Energy Conversion and Management. 2017. V. 151. P. 400–413.
<https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2017.09.015>
13. Zamani M., Maghrebi M.J., Varedi S.R. Starting torque improvement using J-shaped straight-bladed Darrieus vertical axis wind turbine by means of numerical simulation // Renewable Energy. 2016. V. 95. P. 109–126.
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2016.03.069>
14. Gorlov A.M. Unidirectional helical reaction turbine operable under reversible fluid flow for power systems. U.S. Patent 5451137. 1995. <https://patents.google.com/patent/US5451137A/en>
15. Alaimo A., Esposito A., Messineo A., Orlando C., Tumino D., Alaimo A., Esposito A., Messineo A., Orlando C., Tumino D. 3D CFD Analysis of a Vertical Axis Wind Turbine // Energies. 2015. V. 8. № 4. P. 3013–3033.
<https://doi.org/10.3390/en8043013>
16. Cheng Q., Liu X., Ji H.S., Kim K.C., Yang B., Cheng Q., Liu X., Ji H.S., Kim K.C., Yang B. Aerodynamic Analysis of a Helical Vertical Axis Wind Turbine // Energies. 2017. V. 10. № 4. P. 575.
<https://doi.org/10.3390/en10040575>
17. Peng H.Y., Lam H.F., Liu H.J. Power performance assessment of H-rotor vertical axis wind turbines with different aspect ratios in turbulent flows via experiments // Energy. 2019. V. 173. P. 121–132.
<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2019.01.140>

18. Wang A., Ouyang H., Xie H., Wu Y. Experimental Investigation on a Single NACA Airfoil's Nonlinear Aeroelasticity in Wake Induced Vibrations // *Fluid Dynamics*. 2019. V. 54. № 4. P. 535–549.
<https://doi.org/10.1134/S0015462819030121>
19. Wang W.-C., Wang J.-J., Chong W.T. The effects of unsteady wind on the performances of a newly developed cross-axis wind turbine: A wind tunnel study // *Renewable Energy*. 2019. V. 131. P. 644–659.
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2018.07.061>
20. Balduzzi F., Bianchini A., Ferrara G., Ferrari L. Dimensionless numbers for the assessment of mesh and timestep requirements in CFD simulations of Darrieus wind turbines // *Energy*. 2016. V. 97. P. 246–261.
<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2015.12.111>
21. He J., Jin X., Xie S., Cao L., Wang Y., Lin Y., Wang N. CFD modeling of varying complexity for aerodynamic analysis of H-vertical axis wind turbines // *Renewable Energy*. 2020. V. 145. P. 2658–2670.
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.07.132>
22. Franchina N., Persico G., Savini M. 2D-3D Computations of a Vertical Axis Wind Turbine Flow Field: Modeling Issues and Physical Interpretations // *Renewable Energy*. 2019. Vol. 136. P. 1170–1189.
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2018.09.086>
23. Bedon G., Raciti Castelli M., Benini E. Proposal for an innovative chord distribution in the Troposkien vertical axis wind turbine concept // *Energy*. 2014. V. 66. P. 689–698.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.004>
24. Balduzzi F., Drofelnik J., Bianchini A., Ferrara G., Ferrari L., Campobasso M.S. Darrieus wind turbine blade unsteady aerodynamics: a three-dimensional Navier-Stokes CFD assessment // *Energy*. 2017. V. 128. P. 550–563.
<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2017.04.017>
25. Saeidi D., Sedaghat A., Alamdari P., Alemrajabi A.A. Aerodynamic design and economical evaluation of site specific small vertical axis wind turbines // *Applied Energy*. 2013. V. 101. P. 765–775.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.07.047>
26. Meana-Fernández A., Solís-Gallego I., Fernández Oro J.M., Argüelles Díaz K.M., Velarde-Suárez S. Parametrical evaluation of the aerodynamic performance of vertical axis wind turbines for the proposal of optimized designs // *Energy*. 2018. V. 147. P. 504–517.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.062>
27. Jafari M., Razavi A., Mirhosseini M. Effect of airfoil profile on aerodynamic performance and economic assessment of H-rotor vertical axis wind turbines // *Energy*. 2018. V. 165. P. 792–810.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.124>
28. Chong W.-T., Muzammil W.K., Ong H.-C., Sopian K., Gwani M., Fazlizan A., Poh S.-C. Performance analysis of the deflector integrated cross axis wind turbine // *Renewable Energy*. 2019. V. 138. P. 675–690.
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.02.005>
29. Paraschivoiu I. Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept. Polytechnic International Press, 2002. google-Books-ID: sefVtnVgso0C
30. Paraschivoiu I. Double-multiple streamtube model for Darrieus wind turbines // In NASA. Lewis Research Center Wind Turbine Dyn. 1981. P. 19–25.
31. Jain P., Abhishek A. Performance prediction and fundamental understanding of small scale vertical axis wind turbine with variable amplitude blade pitching // *Renewable Energy*. 2016. V. 97. P. 97–113.
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2016.05.056>
32. Kanyako F., Janajreh I. Vertical Axis Wind Turbine performance prediction for low wind speed environment // In: 2014 IEEE Innovations in Technology Conference (InnoTek). 2014. P. 1–10.
<https://doi.org/10.1109/InnoTek.2014.6877366>
33. Svorcan J., Stupar S., Komarov D., Peković O., Kostić I. Aerodynamic design and analysis of a small-scale vertical axis wind turbine // *Journal of Mechanical Science and Technology*. 2013. V. 27. № 8. P. 2367–2373.
<https://doi.org/10.1007/s12206-013-0621-x>
34. Zhao Z., Qian S., Shen W., Wang T., Xu B., Zheng Y., Wang R. Study on variable pitch strategy in H-type wind turbine considering effect of small angle of attack // *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. 2017. V. 9. № 5. P. 053302.
<https://doi.org/10.1063/1.4989795>
35. Kavade R.K., Ghanegaonkar P.M. Effect of best position blade pitching on power coefficient of VAWT at different tip speed ratio by SST & DMST model // *FME Transactions*. 2018. V. 46. № 4. P. 560–566.
<https://doi.org/10.5937/FMET1804560K>
36. Batista N.C., Melicio R., Mendes V.M.F. Darrieus vertical axis wind turbines: methodology to study the self-start capabilities considering symmetric and asymmetric airfoils // *Research on Engineering Structures and Materials*. 2018. V. 4. № 3. P. 189–217.
<https://doi.org/10.17515/resm2017.39ds0108>
37. Hashem I., Mohamed M.H. Aerodynamic performance enhancements of H-rotor Darrieus wind turbine // *Energy*. 2018. V. 142. P. 531–545.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.036>

38. *Kavade R.K., Ghanegaonkar P.M.* Performance evaluation of small-scale vertical axis wind turbine by optimized best position blade pitching at different tip speed ratios // *Journal of The Institution of Engineers (India): Series C*. 2019. V. 100. № 6. P. 1005–1014.
<https://doi.org/10.1007/s40032-018-0482-2>
39. *Tahani M., Babayan N., Mehrnia S., Shadmehri M.* A novel heuristic method for optimization of straight blade vertical axis wind turbine // *Energy Conversion and Management*. 2016. V. 127. P. 461–476.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.08.094>
40. *Scheurich F., Fletcher T.M., Brown R.E.* The influence of blade curvature and helical blade twist on the performance of a vertical-axis wind turbine // In: *29th ASME Wind Energy Symposium*. Orlando. Florida. USA. 2010. <https://strathprints.strath.ac.uk/27341/>
41. *Sheldahl R.E., Klimas P.C.* Aerodynamic Characteristics of Seven Symmetrical Airfoil Sections Through 180-Degree Angle of Attack for Use in Aerodynamic Analysis of Vertical Axis Wind Turbines. Sandia National Labs. Albuquerque. NM (USA), 1981.
<https://doi.org/10.2172/6548367>

Перевод Е.А. Пушкаря

Investigation of Effective Parameters on Gorlov Vertical Axis Wind Turbine

M. Moghimi^{a,#}, and H. Motawej^a

^a *School of Mechanical Engineering, Iran University of Science & Technology, Tehran, 16846, Iran*

[#] *E-mail: moghimi@iust.ac.ir*

In this paper, we aim to develop a low-cost model for evaluating the aerodynamic design and performance of Gorlov vertical axis wind turbine (VAWT). To this end, a double multiple stream tube (DMST) model, which is based on the blade element momentum theory (BEM) has been developed for Gorlov VAWTs. The developed model is validated by comparing the obtained results with the available results in the literature; in addition, overall evaluation on the effects of geometrical and operational parameters, including profile of the blade airfoil, number of blades, helical angle, chord length, aspect ratio and free wind velocity have been performed for aerodynamic performance and the torque coefficient curves of Gorlov VAWT. Considering the results of parametrical evaluation on Gorlov turbine, maximum power coefficient (C_p) is 0.479 for the tip speed ratio (λ) of 3.5 in NACA 0018 airfoil. In addition, it becomes evident that the number of blades and helical angle are important parameters in reducing the aerodynamic loads and improving the rotor stability. As the blade chord length or aspect ratio increases, the performance improves at low λ values; however, it decrease at high λ values and peak C_p . Moreover, self-starting behavior has been improved with increasing the blade chord length or free wind velocity and deteriorated by the usage of thinner airfoils. For the studied Gorlov turbine, the performance curves become wider until free wind velocity reaches to the rated velocity, which is 12 m/s for the studied Gorlov turbine.