

ИНФОРМАТИКА, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И УПРАВЛЕНИЕ

УДК 681.12

DOI 10.22213/2410-9304-2023-4-42-46

Методы повышения эффективности ветроэлектрической установки в условиях образования льда на лопастях ветроколеса

В. И. Буяльский, кандидат технических наук,
Образовательный центр «Бухта Казачья», Севастополь, Россия

Произведено обоснование актуальности способа эффективного автоматизированного управления ветроэлектрической установкой в условиях образования льда на лопастях ветроколеса при разных режимах эксплуатации энергоагрегата, направленного на минимизацию времени переходного процесса регулирования угловой скорости ротора ветротурбины, что способствует обеспечению повышения стабильности скорости вращения ветроколеса и улучшению показателей надежности составляющих частей современных ветроэнергоустановок в условиях неполной информации о характеристиках скорости ветра и электрической нагрузки, существенно изменяющихся во времени.

Сделан обзор основных способов управления ветроэлектрическими установками в регионах, где климат характеризуется суровыми зимами и эксплуатация ветроагрегатов имеет ряд проблем, связанных с образованием льда на лопастях ветроколеса.

Выполнено описание математической зависимости коэффициента быстроходности ветротурбины от толщины образования льда на лопастях ветроколеса, скорости ветра и угла положения лопасти, которая обеспечивает необходимую быстроходность ветротурбины на всем диапазоне рабочей скорости ветра.

На основе численных результатов тестирования математической зависимости коэффициента быстроходности ветротурбины от толщины образования льда на лопастях ветроколеса, скорости ветра и угла положения лопасти произведен анализ влияния изменения коэффициента быстроходности, что образование кромки льда на лопастях ветроколеса толщиной $h = 0,005$ м негативно влияет на стабильность угловой скорости ротора ветротурбины с ошибкой рассогласования больше 2 %, что является недопустимым и приводит к колебаниям скорости вращения ветроколеса и увеличению времени переходного процесса.

Разработан алгоритм пошаговых действий определения угловой скорости ротора ветротурбины в зависимости от толщины образования льда на лопастях ветроколеса и реализует все формульные и информационные составляющие, необходимые для измерения и преобразования данных с последующей выработкой управляющих воздействий повышения эффективности ветроэлектрической установки.

Ключевые слова: автоматизация, ветротурбина, переходный процесс, образование льда, масса лопасти, повышение эффективности.

Введение

Научно-исследовательские и производственно-технические работы в области использования энергии ветра проводятся во многих странах мира. О масштабах этих работ можно судить по большому количеству публикаций и проведенных международных и региональных конференций, симпозиумов и семинаров, на которых рассматривался широкий круг исследований по проблеме использования энергии ветра как для небольших потребителей, так и в системах централизованного электроснабжения [1–11].

В то же время для максимально эффективной работы электрогенератора и удовлетворения требований, предъявляемых к качеству электроэнергии, необходима практическая постоянная скорость вращения ротора ветротурбины.

Целью выполненных исследований является описание математической модели угловой скорости ротора ветротурбины, учитывающей изменение массы лопасти на основе математической зависимости коэффициента быстроходности от толщины льда на лопастях ветроколеса, скорости ветра и угла положения лопасти.

Критический анализ эксплуатации ветро-энергоустановки в условиях образования льда на лопастях ветроколеса

Ветроэлектрические установки относятся к наиболее перспективным системам альтернативной энергетики. В России офшорные ветропарки являются важным источником возобновляемой энергии, что обусловлено выходом к Балтийскому и Северному морям.

В то же время в некоторых регионах, где климат характеризуется суровыми зимами, эксплуатация ветроагрегатов имеет ряд проблем, связанных с образованием льда на лопастях ветроколеса. Незначительная толщина льда существенно снижает КПД ветроэнергоустановки, поскольку резко ухудшает аэродинамические характеристики лопастей.

Способ устранения и предотвращения образования льда на лопастях ветроколеса, предложенный в [12], основан на ультразвуковом излучении, что позволяет сегментированно очищать поверхность лопасти путем разрушения льда, и представляет собой линейные батареи ультразвуковых излучателей, чередующихся с линейными батареями датчиков обледенения и синхронизируемых системой управления в соответствии со сте-

пению обледенения очищаемой поверхности, при этом источником питания противообледенительной системы и системы управления является аккумулятор, заряжающийся от солнечных модулей, размещенных на боковой поверхности лопасти.

В [13, 14] на примере расчета коэффициента мощности ветротурбины анализируется влияние обледенения лопастей на выходную мощность ветротурбины. Также рассмотрены общепринятые методы противообледенительной обработки лопастей:

- у микроволновой системы защиты от льда есть специальное внешнее покрытие на поверхности лопасти, которое нагревается при воздействии микроволн, создаваемых генераторами внутри лопасти;

- система защиты от обледенения, использующая горячий воздух, имеет источник тепла в сочетании с мощным вентилятором для циркуляции горячего воздуха к различным частям лопасти;

- в системе, использующей пневматические баллоны, принцип действия основан на разрыве связи между льдом и поверхностью за счет деформации лопасти путем закачки сжатого воздуха во внутренние гибкие баллоны;

- механическая система удаления включает в себя ручное удаление обледенения с помощью верхолазного оснащения или подъемника, а также удаление льда с вертолёта (или дрона) с использованием горячих жидкостей.

Основным недостатком рассмотренных противообледенительных систем является сложность и дороговизна конструкции.

В [15] на основе критического анализа способов управления ветрогенераторами выявлено, что необходимым критерием повышения эффективности ветроэнергостановки является своевременный доступ к информации о системных параметрах и обратной связи.

Описание математической зависимости коэффициента быстроходности ветротурбины от толщины образования льда на лопастях ветроколеса, скорости ветра и угла положения лопасти

Кинетическая энергия скорости ветра перед ветроколесом определяется соотношением [16]:

$$W_B = \frac{m_B V^2}{2}, \quad (1)$$

где m_B – масса воздуха; V – скорость ветра.

Кинетическая энергия лопастей:

$$W_L = J_L \frac{\Omega^2}{2}, \quad (2)$$

где J_L – момент инерции лопастей; Ω – угловая скорость ветроколеса.

Поскольку $J_L = m_L r^2$, то выражение (2) запишется:

$$W_L = m_L r^2 \frac{\Omega^2}{2}, \quad (3)$$

где m_L – масса лопасти, r – длина лопасти.

Приравнявая (1) и (3), имеем

$$\frac{m_B V^2}{2} = m_L r^2 \frac{\Omega^2}{2}. \quad (4)$$

Подставив $m_B = \rho F V$ в (4), получим

$$\rho F \frac{V^3}{2} = m_L r^2 \frac{\Omega^2}{2}, \quad (5)$$

где ρ – плотность воздуха; F – площадь ометаемой поверхности.

Уравнение связи скорости вращения ветроколеса, скорости ветра и угла установки лопасти [17] имеет следующий вид:

$$\Omega = 119 \frac{Ze}{rib(1-e^2)^\alpha} \frac{V}{\alpha}, \text{ рад/с}, \quad (6)$$

где Ω – угловая скорость; Z – коэффициента быстроходности ветротурбины; V – скорость ветра; α – угол положения лопасти; r – длина лопасти; i – количество лопастей ветротурбины; b – ширина лопасти; e – коэффициент торможения.

Одним из основных параметров в (6) является коэффициент быстроходности ветротурбины. При образовании льда на лопастях ветроколеса быстроходность ветротурбины изменится в меньшую сторону в связи с увеличением массы лопастей. Таким образом, будет целесообразным вывести формулу зависимости коэффициента быстроходности ветротурбины от массы лопасти m_L , скорости ветра V и угла положения лопасти α . Тогда выполним подстановку выражения (6) в (5) и получим:

$$\rho F \frac{V^3}{2} = m_L r^2 \frac{1}{2} \left(119 \frac{Ze}{rib(1-e^2)^\alpha} \frac{V}{\alpha} \right)^2. \quad (7)$$

После несложных математических преобразований в (7) формула коэффициента быстроходности Z примет вид:

$$Z^2 = \frac{\rho F V}{m_L r^2} \left(\frac{rib(1-e^2)^\alpha}{119e} \frac{V}{\alpha} \right)^2, \quad \text{или}$$

$$Z = \sqrt{\frac{\rho F V}{m_L} \frac{ib(1-e^2)^\alpha}{119e}}. \quad (8)$$

Для вычисления фактической массы лопасти воспользуемся равенством: $1 \text{ м}^3 \text{ льда} = 917 \text{ кг}$. Формула определения объема льда имеет вид:

$$V_L = 2rbh, \text{ м}^3,$$

где h – толщина льда на лопасти.

Таким образом, на основе вышеизложенного, получим формулу фактической массы лопасти с учетом образования льда:

$$m_{L,\phi} = m_L + 917 \cdot 2rbh, \text{ кг}. \quad (9)$$

Тогда формула коэффициента быстроходности (8) с учетом (9) примет вид:

$$Z = \sqrt{\frac{\rho F V}{m_{\text{л}} + 917 \cdot 2rbh}} \frac{ib(1-e^2)}{119e} \alpha. \quad (10)$$

В таблице представлены результаты тестирования формулы (10) с нулевой и ненулевой толщиной льда на лопастях ветроколеса, а также расчетные данные угловой скорости ротора (6) с учетом

изменения толщины кромки льда, согласно параметрам ветротурбины USW56–100: $r = 8,5 \text{ м}$; $i = 3$; $b = 0,68 \text{ м}$; $Z = 5$; $\rho = 1,25 \text{ кг/м}^3$; $e = 0,6$, $F = \pi r^2 = 227 \text{ м}^2$, $m_{\text{л}} = 160 \text{ кг}$, $\Omega = 7,5 \text{ рад/с}$.

Результаты тестирования формулы (10)

Results of testing of formulas (10)

Коэффициент быстроходности ветротурбины, Z	Толщина льда, h , м	Скорость ветра, V , м/с	Угол положения лопасти, α , град	Коэффициент быстроходности ветротурбины, Z	Толщина льда, h , м	Угловая скорость, Ω , рад/с	Угол положения лопасти, α , град	Погрешность δ , %
4,9	0,000	5	90	4,2	0,005	6,4	21	15
5,0	0,000	6	87	4,3	0,005	6,4	26	15
5,0	0,000	7	80	4,4	0,005	6,6	30	12
5,0	0,000	8	75	4,4	0,005	6,7	34	11
5,0	0,000	9	71	4,4	0,005	6,7	38	11
5,0	0,000	10	67	4,3	0,005	6,4	43	15
5,0	0,000	11	64	4,3	0,005	6,5	47	13
5,0	0,000	12	61	4,3	0,005	6,5	51	13
5,0	0,000	13	59	4,3	0,005	6,5	55	13
5,0	0,000	14	57	4,3	0,005	6,4	60	15
5,0	0,000	15	55	4,3	0,005	6,5	64	13
5,0	0,000	16	53	4,3	0,005	6,5	68	13
5,0	0,000	17	51	4,4	0,005	6,7	72	11
5,0	0,000	18	50	4,3	0,005	6,5	77	13
5,0	0,000	19	49	4,3	0,005	6,5	81	13
5,0	0,000	20	47	4,3	0,005	6,5	85	13

Расчетные данные, представленные в таблице, показывают, что образование кромки льда на лопастях ветроколеса толщиной $h = 0,005 \text{ м}$ негативно влияет на стабильность угловой скорости ротора ветротурбины, с ошибкой рассогласования больше 2 %, что является недопустимым и приводит к колебаниям скорости вращения ветроколеса и увеличению времени переходного процесса.

Фотоснимок образования льда на лопастях ветроколеса представлен на рисунке, из которого следует, что толщина кромки льда может составлять $h \geq 0,005 \text{ м}$, что соответствует принятым значениям в таблице.

Таким образом, алгоритм по определению угловой скорости ротора ветротурбины в зависимости от толщины образования льда на лопастях ветроколеса состоит из следующих шагов:

1) сбор в течение заданного промежутка времени информации о характеристиках скорости ветра;



Фотоснимок образования льда на лопастях ветроколеса

Photo formation of ice on blades wind wheel

2) на основе информации от детектора образования толщины льда на лопастях по формуле (10) определяется коэффициент быстроходности ветротурбины;

3) использование коэффициента быстроходности для вычисления угловой скорости ротора ветротурбины (6).

Анализ полученных результатов и выводы

В результате проведения исследований можно сделать следующие выводы:

- обоснована актуальность метода повышения эффективности ветроэлектрической установки в условиях образования льда на лопастях ветроколеса;

- сделан обзор основных способов управления ветротурбинами в условиях образования наледи на лопасти;

- выполнено описание математической зависимости коэффициента быстроходности ветротурбины от толщины образования льда на лопастях ветроколеса, скорости ветра и угла положения лопасти;

- разработан алгоритм по определению угловой скорости ротора ветротурбины в зависимости от образования льда на лопастях ветроколеса.

Полученные результаты исследований могут использоваться для дальнейшей разработки математических алгоритмов динамического поведения системы.

Библиографические ссылки

1. Серебряков Р. А. Перспективы развития ветроэнергетики // Точная наука. 2021. №110. С. 2–13.

2. Серебряков Р. А. Теоретические основы математического моделирования вихревой ветроэнергетической установки // Точная наука. 2021. № 110. С. 23–30.

3. Многоагрегатная ветроэнергетическая установка для районов с низким ветровым потенциалом / С. С. Доржиев, Е. Г. Базарова, В. В. Пилипков, М. И. Розенблюм // Агротехника и энергообеспечение. 2021. № 2 (31). С. 45–52.

4. Пюнкевич В. А. Математическое моделирование ветротурбины для ветроэнергетической установки с асинхронным генератором методом частотных скоростных характеристик // Вестник ИрГТУ. 2016. №3. С. 83–88.

5. Emadifar R., Tohidi D., Eldoromi M. Controlling Variable Speed Wind Turbines Which Have Doubly Fed Induction Generator by Using of Internal Model Control Method // International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering. 2016. No. 5. Pp. 3464 – 3471.

6. Balamurugan N., Selvaperumal S. Intelligent controller for speed control of three phase induction motor using indirect vector control method in marine applications // Indian journal of Geo Marine Sciences. 2018. no. 47. pp.1068–1074.

7. Vijayalaxmi B., Bheema K. Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines Using Fuzzy Logic with DFIG // International Journal of research in advanced engineering technologies. 2016. No. 5. Pp. 45–52.

8. Subbaian V., Sasidhar S. Maximum energy capture of variable speed variable pitch wind turbine by using RBF neural network and fuzzy logic control // International Research Journal of Engineering and Technology. 2015. No. 2. Pp. 493–500.

9. Haiying D., Lixia Y., Guohan Y., Hongwei L. Wind Turbine Active Power Control Based on Multi-Model Adaptive Control // International Journal of Control and Automation. 2015. No. 8. Pp. 273–284.

10. Нечаев И. С., Шонина Д. Е. Особенности и проблемы развития ветровой энергетики // Молодой ученый. 2019. № 15 (253). С. 44–46.

11. Горячев С. В., Смолякова А. А. Проблемы и перспективы ветроэнергетических систем в России // Международный научно-исследовательский журнал. 2022. № 5 (119). С. 37–41.

12. Соломин Е. В., Долгошеев В. В., Высылъев И. А. Противообледененная система лопасти ВЭУ на основе ультразвукового излучения // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE)». 2015. № 5 (169). С. 19–23.

13. Qin Hongwu, Li Xinze, Chye En Un, Voronin V. V. Research on the mechanism of wind turbine blades ice coating and anti-icing methods // Вестник ТОГУ. 2021. № 2 (61). С. 53–60.

14. Wei K, Yang Y, Zuo H, et al. A review on ice detection technology and ice elimination technology for wind turbine. Wind Energy. 2020. No. 23(3). Pp. 433–457.

15. Буяльский В. И. Методы повышения эффективности управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата // Интеллектуальные системы в производстве. 2021. Т. 19, № 3. С. 74–81. DOI: 10.22213/2410-9304-2021-3-74-81.

16. Кривцов В. С., Олейников А. М., Яковлев А. И. Книга 2: Неисчерпаемая энергия. Ветроэнергетика : учебник. Харьков: Национальный аэрокосмический университет «Харьковский авиационный институт», Севастополь : Севастопольский национальный технический университет, 2004. – 519 с.

17. Буяльский В. И. Методика для устранения запаздывания включения устройства разворота лопастей ветротурбины // Энергетик. 2014. № 5. С. 33–35.

References

1. Serebryakov R.A. [Development prospects wind powers]. 2021, *Tochnaya nauka*, no. 110, pp. 2-13 (in Russ.).

2. Serebryakov R.A. [Theoretical bases of mathematical modelling vortical wind power installations]. 2021. *Tochnaya nauka*, no. 110, pp. 23-30 (in Russ.).

3. Dorgiev S.S., Bazarova E.G., Pilipkov V.V., Rozenblum M.I. [Multimodular wind power installation for areas with low wind potential]. *Agrotehnika i energoobespechenie*. 2021, vol. 31, no. 2, pp. 45–52 (in Russ.).

4. Pionkevich V.A. [Mathematical modelling wind turbine for wind power installations with the asynchronous generator a method of frequency high-speed characteristics]. *Vestnik IrGTU*. 2016, no. 3, pp. 35–37 (in Russ.).

5. Emadifar R., Tohidi D., Eldoromi M. Controlling Variable Speed Wind Turbines Which Have Doubly Fed Induction Generator by Using of Internal Model Control Method // International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering. 2016. No. 5. Pp. 3464-3471.

6. Balamurugan N., Selvaperumal S. Intelligent controller for speed control of three phase induction motor using indirect vector control method in marine applications // Indian journal of Geo Marine Sciences. 2018. No. 47. Pp. 1068-1074.

7. Vijayalaxmi B., Bheema K. Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines Using Fuzzy Logic with DFIG // International Journal of research in advanced engineering technologies. 2016. no. 5. Pp. 45-52.

8. Subbaian V., Sasidhar S. Maximum energy capture of variable speed variable pitch wind turbine by using RBF neural network and fuzzy logic control // International Research Journal of Engineering and Technology. 2015, no. 2. Pp. 493-500.

9. Haiying D., Lixia Y., Guohan Y., Hongwei L. Wind Turbine Active Power Control Based on Multi-Model Adaptive Control // International Journal of Control and Automation, 2015. no. 8. Pp. 273-284.

10. Nechev I.S., Shonina D.E. [Features and problems of development of wind power]. *Molodoy ucheniy*. 2019. No. 15. Pp. 44-46 (in Russ.).

11. Goryachev S.V., Smolyakova A.A. [Problems and prospects wind power systems in Russia]. *Megdunarodniy nauchno-issledovatel'skiy journal*. 2022. No. 5. Pp. 37-41 (in Russ.).

12. Solomin E.V., Dolgosheev V.V., Vysilev I.A. [Anti-icing system of blade VEU on the basis of ultrasonic radiation]. The international scientific journal «Alternative power and ecology (ISJAE)». 2015. No. 5. Pp. 19-23 (in Russ.).

13. Qin Hongwu, Li Xinze, Chye En Un, Voronin V. V. Research on the mechanism of wind turbine blades ice

coating and anti-icing methods // The bulletin the TOGU. 2021. No. 2 (61). Pp. 53-60.

14. Wei K, Yang Y, Zuo H, et al. A review on ice detection technology and ice elimination technology for wind turbine. *Wind Energy*. 2020. No. 23(3). Pp. 433-457.

15. Buyal'skii V.I. [Methods of increase of a control efficiency wind electric installation on the basis of the account vibrating loading a drive under different conditions of operation power unit]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2021, vol. 19, no. 3, pp. 74-81 (in Russ.). DOI:10.22213/2410-9304-2021-3-74-81.

16. Krivcov V.S., Oleynikov A.M., Yakovlev A.I. (2004). *Neischerpayemaya energiya* [Inexhaustible energy] Harkov: Nacionlniy aerokosmicheskiy universitet, Sevastopol: Sevastopolskiy nacionalniy tehnichestkiy universitet (in Russ.).

17. Buyal'skii V.I. [Technique for elimination of delay of inclusion of the device of a turn of blades wind turbine]. *Energetik*. 2014, no. 5, pp. 33-35 (in Russ.).

* * *

Wind Power Plant Efficiency Increasing Methods in Ice Formation on Wind Wheels Blades

V. I. Buyalsky, PhD in Engineering, SBGEI of Sevastopol Educational Center "The Bay Cossack", Sevastopol, Russia

Effective automated control method relevance of wind power plant in ice formation on wind wheel blades is justified for different operation modes, to minimize transient time of regulation of wind turbine rotor angular speed, so as to increase the stability of wind wheel rotation speed and to improve reliability indicators of modern wind power plant components at incomplete information of wind speed, the electric loading characteristics being changed significantly with time.

The review of basic ways of wind power plant control for regions with severe winters and wind unit operation has a number of the problems related to ice formation on wind wheel blades is made.

The description of mathematical relation of wind turbine specific speed, ice thickness on wind wheel blades, wind speeds and blade position angle that provide the required specific speed wind turbine within the range of operating wind speed is made.

The analysis of specific speed change based on numerical test results of mathematical relation of wind turbine specific speed and ice thickness on wind wheel blades, wind speeds and blade position angle has revealed that ice formation at an edge of wind wheel blades $h=0.005$ m has negative effect on angular speed stability of power plant rotor with the mismatch error exceeding 2% which is inadmissible and leads to fluctuations of wind wheel rotation speed and transient time increase.

A step-by-step algorithm to determine angular speed of wind turbine rotor with respect to ice thickness formed on wind wheel blades is developed, as it realizes all formulae and information components necessary for measurement and transformation of data with the subsequent development of operating influences of increasing of wind power plant efficiency.

Keywords: automation, wind turbine, transient, ice formation, blade mass, efficiency increase.

Получено: 25.09.23

Образец цитирования

Буяльский В. И. Методы повышения эффективности ветро-электрической установки в условиях образования льда на лопастях ветроколеса // Интеллектуальные системы в производстве. 2023. Т. 21, № 4. С. 42–46. DOI: 10.22213/2410-9304-2023-4-42-46.

For Citation

Buyalsky V.I. [Wind Power Plant Efficiency Increasing Methods in Ice Formation on Wind Wheels Blades]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2023, vol. 21, no. 4, pp. 42-46 (in Russ.). DOI: 10.22213/2410-9304-2023-4-42-46.