

evaluating the steady-state stability margins based on using the matrix pseudospectra theory is considered. The approach involves a numerical analysis of domains lying on a complex plane near the Jacobian eigenvalues. A distinctive feature of the used approach is that the obtained assessments of stability margins do not depend on the selected aggravation strategy. Methodical and practical examples illustrating an analysis of EPS steady-state stability are given.

Key words: *electric power system, steady-state stability, Jacobian, eigenvalues, pseudospectrum, singular values, norm of matrix*

REFERENCES

1. **Venikov V.A.** *Perekhodnye elektromekhanicheskiye protsessy v elektricheskikh sistemakh* (Transient electromechanical processes in electrical systems). Moscow, Publ. «Vusshaya shkola», 1985, 536 p.
2. **Barinov V.A., Sovalov S.A.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 1986, No. 8, pp. 1–6.
3. **Gibbard M.J., Pourbeik P., Vowles D.J.** Small-signal stability, control and dynamic performance of power systems. – Univ. of Adelaide Press, 2015, 658 p.
4. **Sharov Yu.V.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2016, No. 12, pp. 13–20.
5. **Sharov Yu.V.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2017, No. 1, pp. 12–17.
6. **Sharov Yu.V.** *Izvestiya RAN. Energetika – in Russ. (News of Russian Academy of Sciences. Power Engineering)*, 2017, No. 2, pp. 13–29.
7. **Andronov A.A., Pontryagin L.S.** *Doklady Akademii nauk SSSR – in Russ. (Reports of the Academy of Sciences of the USSR)*, 1937, vol. 14, No. 5, pp. 247–250.
8. **Essentials of robust control/K. Zhou.** Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall, 1998, 593 p.
9. **Polyak B.T., Shcherbakov P.S.** *Robastnaya ustoychivost' i upravleniye* (Robust Stability and Management). Moscow, Publ. «Nauka», 2002, 273 p.
10. **Kell L.H., Bhattacharyya S.P.** Robust, fragile or optimal? – IEEE Trans. Automat. Contr., 1997, vol. 42, No. 8, pp. 1098–1105.
11. **Trefethen L.N., Embree M.** Spectra and pseudospectra. – Princeton Univ. Press, 2005, 624 p.
12. **Misrikhanov M.Sh., Ryabchenko V.N.** *Avtomatika i telemekhanika – in Russ. (Automation and telemechanics)*, 2006, No. 5, pp. 24–47.
13. **Misrikhanov M.Sh., Sharov Yu.V.** *Vestnik IGEU – in Russ. (Bulletin of Uvanovo State Power Engineering University)*, 2004, iss. 4, pp. 21–26.
14. **Saad Y.** Numerical methods for large eigenvalue problems. – Society for Industrial and Applied Mathematics, 2011, 276 p.
15. **Voyevodin V.V., Kuznetsov Yu.A.** *Matritsy i vychisleniya* (Matrices and calculations). Moscow, Publ. «Nauka», 1984, 320 p.
16. **Misrikhanov M.Sh., Sharov Yu.V.** *Vestnik MEI – in Russ. (Bulletin of Moscow Power Engineering Institute)*, 2009, No. 5, pp. 42–48.

* * *

Электричество, 2017, № 8, с. 21–28

DOI:10.24160/0013-5380-2017-8-21-28

Сравнение способов повышения эффективности ветроэнергетических установок

ЦГОЕВ Р.С., ОРЛОВ А.А.

Повышение эффективности ветроэнергетических установок мощной энергетической системы при скоростях ветра ниже номинальных является актуальным вопросом. Сравнение способов повышения эффективности ветроэнергетических установок показало увеличение выработки энергии почти на 35 % для конструкции ВЭУ с двумя равнолопастными синхронно-вращающимися ветроколесами с управляемым углом между ними от $\alpha=0$ до $\alpha=\pi/n$ при скоростях ветра большие и ниже номинального значения соответственно. Допустимо исполнение ветроколес разного диаметра.

Ключевые слова: *ветроэнергетическая установка, конструкция, ветроколесо, однонаправленное вращение ветроколес, эффективность*

Повышение эффективности (т.е. наиболее полное использование) энергии ветра, особенно ветроэнергетическими установками, работающими на мощную энергосистему, является актуальным вопросом. Рассматриваемая задача состоит в сравнении известных способов повышения использования ветроэнергетической установкой энергии ветра со снижением скорости ветра ниже номинальной и в предложении нового подхода к решению этой задачи.

При этом в мировой практике исследования ведутся по нескольким направлениям:

- 1) повышение коэффициента мощности ветроколеса (ВК) – фундаментальное направление;
- 2) регулирование углов установки каждой лопасти в функции высоты её расположения в течение каждого оборота ветроколеса;
- 3) увеличение числа элементов ветроэнергетической установки.

Кратко сравним эти направления. Известно [1–3], что мощность ветроэнергетической установки (ВЭУ) равна

$$P = 0,5\rho S U_0^3 C_p = \frac{\pi}{2} \rho R_1^2 C_p, \quad (1)$$

где ρ – удельный вес воздуха при данной температуре и атмосферном давлении, кг/м³; S – площадь, ометаемая ветроколесом, м²; R_1 – радиус ветроколеса, м; U_0 – скорость невозмущённого ветропотока перед ветроколесом, м/с; C_p – коэффициент мощности ветроколеса ВЭУ, отн. ед.

Повышение коэффициента мощности ветроколеса. Исследования по повышению коэффициента мощности ветроколеса C_p в (1) проводятся в направлении оптимизации профиля и крутки лопасти. При этом первым ограничением на значение C_p для идеального ветроколеса согласно теории Жуковского является максимальный возможный коэффициент мощности, равный критерию Жуковского–Бетца $C_p = f(Z) (= C_p^{\max} = 16/27 = 0,593 = \text{const}$ [1–3].

В пределах первого ограничения известно [2, 4] второе ограничение – критерий Глауэрта (см. [4], рис. 8, графики 5, 6, 7 и 8), который по мере роста быстроходности, и только в пределе быстроходности, стремится к критерию Жуковского–Бетца. Ограничения представлены на рис. 1.

Очевидно, чем совершеннее лопасти ветроколеса, тем ближе его коэффициент мощности C_p к приведённым критериям. Уже достигнуты значения C_p порядка 0,51÷0,53. В этом направлении в настоящее время ведутся математические исследования и в соответствии с [4] – возможное повышение эффективности ветроколеса – единицы процентов.

Регулирование углов установки каждой лопасти. Регулирование углов установки лопасти в течение оборота – это некий паллиатив, связанный только

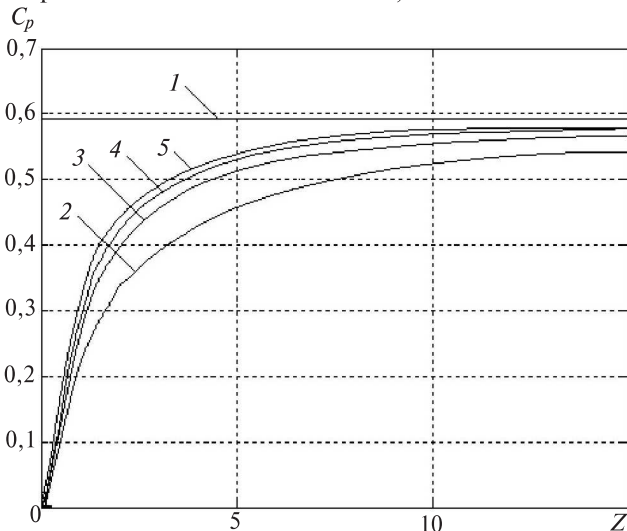


Рис. 1. Ограничения C_p : 1 – критерий Жуковского–Бетца; 2–5 – критерии Глауэрта для одно-, двух-, трёх- и четырёхлопастной ВЭУ

с управлением ветроэнергетической установкой [5]. Регулирование применимо лишь при наличии у ВЭУ системы регулирования углов установки лопастей ветроколеса. Управление основано на регулировании углов установки каждой лопасти от функции высоты расположения в течение каждого оборота ветроколеса. Эффект основан на изменении скорости ветра в зависимости от высоты (в пределах высоты ветроколеса), что влечёт изменение силы, действующей на ветроколесо при его вращении, т.е. в среднем на мощность каждой лопасти в положении выше оси вращения действует больший ветровой поток, чем при расположении ниже оси вращения, что в дальнейшем влияет на полную мощность ВК. Скорость ветра на разной высоте определяется по формуле [2, 3, 6, 7]:

$$V_h = V_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^b, \quad (2)$$

где V_0 – скорость ветра на высоте флюгера h_0 (10 м); h – высота, м; b – коэффициент увеличения скорости ветра с увеличением высоты, отн. ед.

Значения параметра b меняются по сезонам года и в течение дня. В среднем за год для открытой местности $b = 0,2$ [2, 6, 7].

Согласно (2) при вращении ветроколеса радиусом $R = 24$ м (ВЭУ «Радуга 1» [8]) на высоте $h_{\min} = 16$ м, $h_0 = 40$ м, $h_{\max} = 64$ м от нижнего края площади, ометаемой ветроколесом, до её верхнего края скорость ветра при $V_0 = 15$ м/с меняется (см. рис. 2) в диапазоне $V_{\min} = 12,4883 \leq V_h \leq 16,4784$.

Построим рабочую характеристику ВЭУ, представляющую собой зависимость мощности от скорости невозмущённого ветропотока V_0 , т.е. характеристику $P_{\text{вэу}} = f(V_0)$, являющуюся основной характеристикой для оценки эффективности ВЭУ. Воспользуемся уравнением быстроходности [2, 3]:

$$Z = \frac{\omega R_1}{V_0} = \frac{\pi R_1 n}{30 V_0} \frac{\text{м} \cdot (\text{об} / \text{мин})}{\text{м} / \text{с}}, \quad (3)$$

где n – число оборотов ВК.

Уравнение связи между коэффициентами мощности C_p и крутящим моментом C_m :

$$C_p = Z C_m. \quad (4)$$

На рис. 2. приведено семейство графиков коэффициентов крутящих моментов для трёхлопастного режима в функции от быстроходности Z $C_{m(n=3)} = f(Z)$. Характеристика коэффициента крутящего момента в функции быстроходности (т.е. аэродинамическая характеристика) получена продувкой ветроколеса в аэродинамической трубе [8].

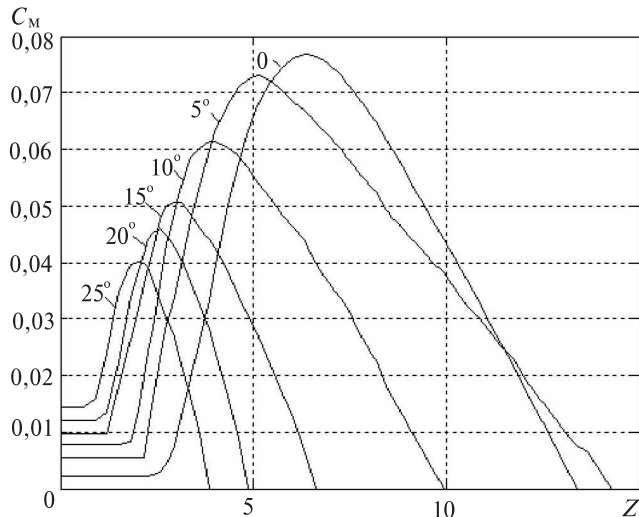


Рис. 2. Фрагмент семейства графиков коэффициентов крутящих моментов C_M в функции быстроходности Z при различных углах установки лопастей φ

По уравнениям (1), (3), (4) и с учётом характеристик рис. 2 программно было построено семейство мощностных характеристик $P_1 = f(V_0)$. На рис. 3 приведена блок-схема программы в системе MATLAB.

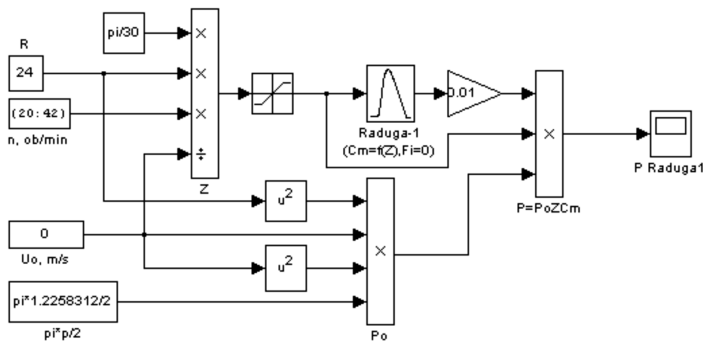


Рис. 3. Блок-схема программы расчёта и построения графиков мощности ветроколеса в функции скорости ветра при различных скоростях вращения ВК

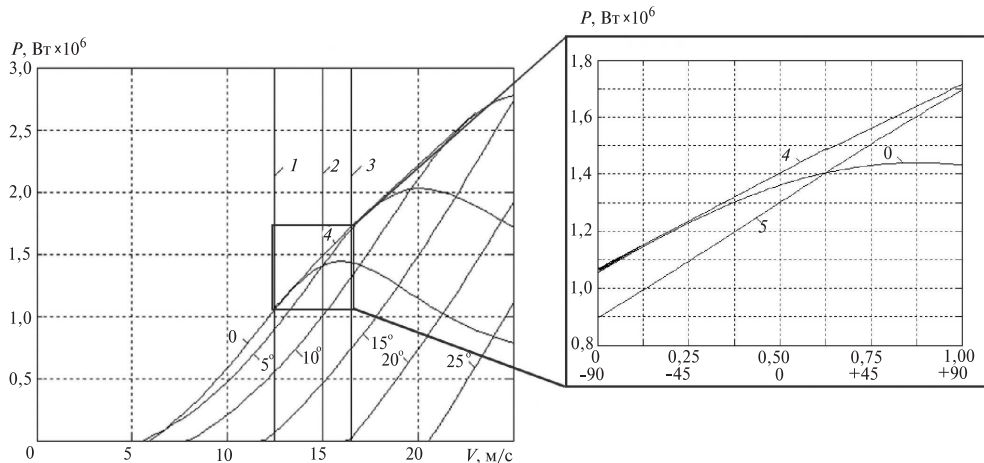


Рис. 4. Графики мощностей ветроколеса $P_{ВК}$ в функции скорости ветра при $n = 32$ об/мин и углах установки его лопастей φ : 1 – $V_{\min} = 12,4883$ м/с на высоте $h_{\min} = 16$ м; 2 – $V_0 = 15$ м/с, $h_0 = 40$ м; 3 – $V_{\max} = 16,4784$ м/с, $h_{\max} = 64$ м; 4 – огибающая всех характеристик

На рис. 4 приведено рассчитанное семейство мощностных характеристик для ветроколеса ВЭУ «Радуга 1» при различных углах установки его лопастей и при скорости вращения $n = 32$ об/мин. Там же проведён график 4 как огибающий всех мощностных характеристик, включая и промежуточные значения углов.

С учётом равномерного движения ветроколеса, проинтегрировав графики, рассчитаем генерируемую энергию на единицу времени как площадь под графиками. В результате получим:

$\mathcal{E}_4 = 5,577$ МВт·с – при работе по огибающей характеристике 4;

$\mathcal{E}_0 = 5,268$ МВт·с – по характеристике при 0° ,

$\mathcal{E}_5 = 5,182$ МВт·с – по характеристике при 5° .

Таким образом, относительное повышение эффективности при работе по огибающей характеристике 4 по отношению к работе с углом установки лопастей $\varphi = 5^\circ = \text{const}$ в течение 1 с составляет:

$$\left(\frac{\mathcal{E}_4}{\mathcal{E}_5} - 1\right) 100\% = \left(\frac{5,577}{5,182}\right) 100\% = 7,6\%,$$

а по отношению к работе с углом установки лопастей $\varphi = 0^\circ = \text{const}$

$$\left(\frac{\mathcal{E}_4}{\mathcal{E}_0} - 1\right) 100\% = \left(\frac{5,577}{5,268}\right) 100\% = 5,9\%.$$

При смещении вертикальных линий 1, 2 и 3 вправо (т.е. с ростом высоты башни ВЭУ), как следует из графиков рис. 2, эффект возрастает.

Повышение эффективности с увеличением числа элементов ветроэнергетической установки. Изменение числа пар полюсов генератора. Скорость вращения ротора машины переменного тока [10]:

$$n = 60f / p, \tag{5}$$

где f – частота напряжения, приложенного к старторным обмоткам; p – число пар полюсов машины.

Согласно (5) при постоянной частоте f изменением числа пар полюсов можно ступенчато изменять скорость вращения генератора. Реализацией изменения числа пар полюсов электрогенератора с одинаковым эффектом для ВЭУ может быть несколько:

несколько генераторов с разным числом пар полюсов на общем валу ветроколеса, при этом генераторы могут быть как синхронными, так и асинхронными, а в работе всегда находится только один генератор, скорость вращения, а следовательно, и число пар полюсов которого соответствует данной скорости ветра;

несколько независимых обмоток на разное число пар полюсов на статоре одного асинхронного генератора, а в работе всегда находится только одна обмотка статора, число пар полюсов которой обеспечивает скорость вращения генератора, соответствующую данной скорости ветра;

одна сложная полюсопереключаемая обмотка с разным числом пар полюсов на статоре одного двухскоростного асинхронного генератора с двумя трёхфазными выводами; в работе всегда находится только одни трёхфазные выводы обмотки статора, а в схеме управления предусматривается блокировка, исключающая одновременное включение двух трёхфазных выводов к сети.

Самую простую и надёжную схему имеют двухскоростные машины с двумя независимыми обмотками на статоре.

Рассмотрим, как отражается переключение пар полюсов асинхронного генератора на режим ветроколеса и эффективность ВЭУ в целом.

В 2000 г. Башкирэнерго установлены четыре ветроустановки ЕТ 550 немецкой фирмы Hanseatische AG (HAG) мощностью 550 кВт каждая [11]. Генератор ВЭУ асинхронный, четырёх- и шестиполюсный, переключаемый. При мощности до 100 кВт (скорость ветра 7–8 м/с) генератор работает как шестиполюсный (1000 об/мин), а при возрастании мощности автоматически переключается в четырёхполюсный режим (1500 об/мин). Ветроколесо диаметром 41,5 м выполнено без регулирования угла установки лопастей. Так как реальная аэродинамическая характеристика лопастей ветроколеса не задана, а угол установки лопастей постоянный, то считается, что ветроколесо выполнено с саморегулированием. Лопастей при этом имеют аэродинамический профиль «симметричный В» [12]. Режимы такого ВЭУ ясны из графиков мощности

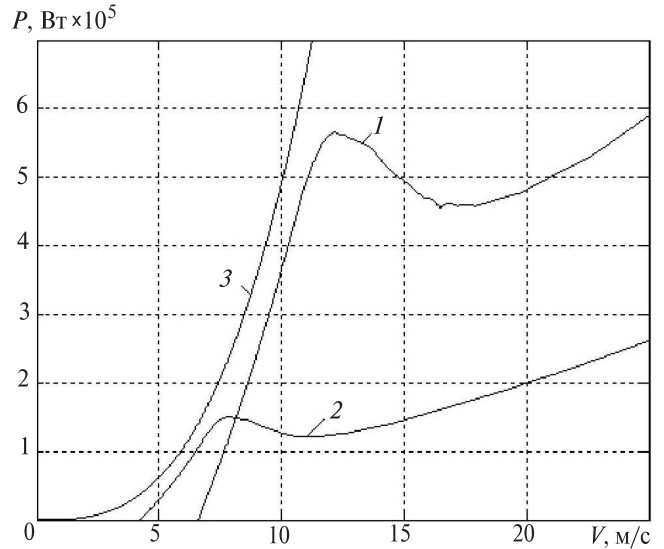


Рис. 5. Графики мощности ветроколеса при переключении числа пар полюсов асинхронного генератора ВЭУ по аналогии с ветроустановкой ЕТ 550: 1 – при 28 об/мин ветроколеса и четырёхполюсном режиме асинхронного генератора (1500 об/мин); 2 – при 18 об/мин ветроколеса и шестиполюсном режиме асинхронного генератора (1000 об/мин); 3 – предельный режим ВЭУ с учётом ограничения Жуковского–Бетца по (1)

(рис. 5) и построенных по программе рис. 3. Видно, насколько приближается характеристика 2 мощности низкооборотного режима к графику 3 предельного режима ВЭУ с учётом ограничения Жуковского–Бетца по (1) при $C_p = f(Z) = C_p^{max} = 16 / 27 = 0,593 = const.$

Выигрыш, полученный от переключения числа пар полюсов, определим в процентном соотношении как изменение годовой выработки в зависимости от среднегодовой многолетней скорости ветра. Для этого воспользуемся восстановленной кривой повторяемости по методике [6] (рис. 6, график 1) для указанной ветроэнергетической станции Башкирэнерго при среднегодовой многолетней скорости ветра 6,145 м/с на высоте 40 м оси вращения ветроколеса.

Годовая выработка ветроустановки ЕТ 550:

$$\mathcal{E} = \int_0^{T_{год}} P 8760 t(V) dt. \tag{6}$$

Тогда при работе асинхронного генератора в четырёхполюсном режиме по характеристике 1 $\mathcal{E}_1 = 1012,1$ МВт·ч; а при работе по огибающей при переходе с характеристики 1 на характеристику 2 шестиполюсного режима в точке их пересечения $\mathcal{E}_{огиб} = 1188,5$ МВт·ч.

Таким образом, относительное повышение эффективности при переключении числа пар полюсов генератора при изменении скорости ветра в течение года составляет:

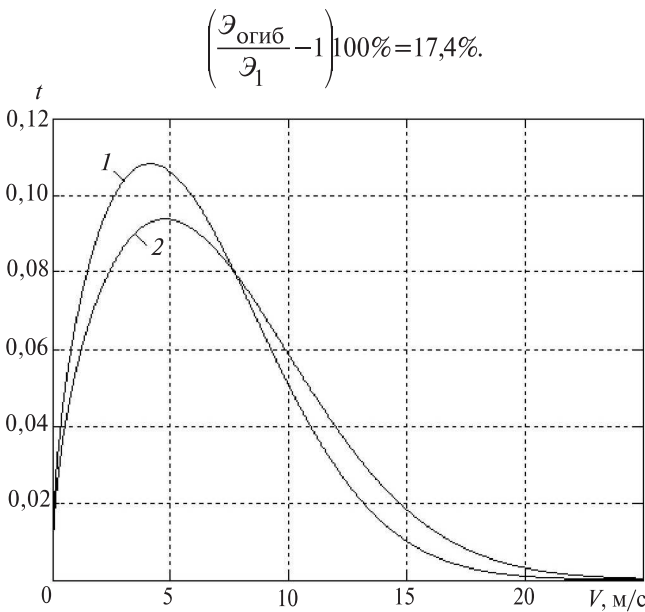


Рис. 6. Характеристики повторяемости скорости ветра $t = f(V)$ для ВЭУ: 1 – в Башкортостане при $V_{срБ} = 6,145$ м/с; 2 – в Калмыкии при $V_{срК} = 7,087$ м/с

Расчёт годовой выработки показывает, что эффективность ветроэнергетической установки зависит от среднегодовой многолетней скорости ветра для той или иной местности установки ВЭУ.

Повышение эффективности увеличением числа ветроколёс ВЭУ. ВЭУ с двумя одинаковыми идеальными соосными ветроколёсами. Рассмотрим ВЭУ с двумя одинаковыми идеальными соосными ветроколёсами [2] с ометаемыми площадями $S_1 = S_2$. При разностороннем вращении ветроколёса соединены с валом генератора через дифференциальный мультипликатор. Второе ветроколесо расположено в сечении ветропотока «за первым ветроколесом». При этом для полной мощности двух ветроколёс по аналогии с (1)

$$\begin{aligned} P_{\Sigma} &= P' + P'' = \frac{1}{2} \rho S_1 (V_0^3 C'_p + V_2^3 C''_p) = \\ &= \frac{1}{2} \rho S_1 [V_0^3 C'_p + V_0^3 (1-2a) C''_p] = \\ &= \frac{1}{2} \rho S_1 V_0^3 [4a(1-a)^2 + (1-2a)^3 C''_p], \end{aligned} \quad (7)$$

где C'_p и C''_p – коэффициенты мощности первого и второго ветроколеса; a – коэффициент торможения воздушного потока [2]; V_0 – невозмущённая скорость ветра до первого ветроколеса; V_2 – скорость ветра за первым ветроколесом.

Из сравнения (7) и (1) следует, что в (7) выражение в квадратных скобках является полным коэффициентом мощности ВЭУ с двумя идеальными ветроколёсами:

$$C_p = [4a(1-a)^2 + (1-2a)^3 C''_p]. \quad (8)$$

Для второго идеального ветроколеса коэффициент мощности принимается равным критерию Жуковского–Бетца $(C''_p = \frac{16}{27})$.

Из (8) при $\frac{dC_p}{da} = 0$ следует, что при $a = 0,2$ суммарный коэффициент мощности двух ветроколес равен своему максимальному значению:

$$C_p^{\max} = \left[4 \cdot 0,2(1-0,2)^2 + (1-2 \cdot 0,2)^3 \frac{16}{27} \right] \approx 0,64. \quad (9)$$

Очевидно, что полный коэффициент мощности ВЭУ с двумя одинаковыми идеальными ветроколёсами с противоположным вращением возрастает по сравнению с ВЭУ с одним таким же ветроколесом при прочих равных условиях примерно на 5%. Для реальных ВЭУ это возрастание будет заметно меньше.

Отметим, что для мощных (несколько мегаватт) ВЭУ стоимость элементов распределена следующим образом [13]:

Доля, %	Элемент
33	Башня
18	ВК
14	Мультипликатор
2	Вал ВК
1	Подшипник ВК
4	Генератор
3	Трансформатор
2	Ступица ВК
2	Гондола
6	Полупроводниковый преобразователь
5	Система регулирования угла установки лопастей ВК
8	Остальные элементы
2	Система поворота гондолы

Для ВЭУ с двумя ветроколёсами требуются второе ветроколесо (18%) и вторая ступица к ней (2%), а также более дорогой (примем, что на 3–5%) дифференциальный мультипликатор, что в целом удорожает её на 23–25% по сравнению с ВЭУ с одним ветроколесом.

Следует заметить, что эффект от указанных 5% прироста коэффициента мощности можно получить и от ВЭУ с одним ветроколесом, например увеличением радиуса или площади (по хорде) лопастей ветроколеса. Например, в первом случае, оставив в правой части уравнения (1) прежний коэффициент мощности C_p , в левой части уравнения запишем коэффициент мощности увеличенным на

5%, что компенсируется увеличением радиуса ветроколеса на некоторое значение k :

$$P(1+0,05) = \frac{\pi}{2} \rho R_1^2 (1+k)^2 V_0^2 C_p, \quad (10)$$

откуда $(1+0,05) = (1+k)^2$ и $k = 0,0247$. Понятно, что увеличение радиуса ветроколеса на 2,47% не вызовет удорожания ВЭУ на отмеченные ранее 23–25%.

ВЭУ, содержащая два соосных ветроколеса, вращающихся в противоположные стороны [3]. В данном случае ротор генератора соединён с первым ветроколесом, а статор генератора выполнен вращаемым в специальных подшипниках и соединён жёстко со вторым ветроколесом. Эта ВЭУ по сути содержит два ветроколеса и два ротора генератора. Устройство при той же эффективности по сути отличается лишь технической реализацией рассмотренной ранее ВЭУ с двумя ветроколёсами с противоположным вращением.

Ветроэнергетическая установка, содержащая два соосных ветроколеса, синхронно вращающиеся в одну сторону. Рассмотрим новый вариант ветроэнергетической установки, содержащей два соосных ветроколеса [5]. Новизна идеи при этом заключается в увеличении мощности ветроэнергетической установки с двумя ветроколёсами, например с равным числом лопастей n , при скорости ветра, меньшей его номинальной. Достигается это благодаря тому, что оба ветроколеса синхронно вращаются в одну и ту же сторону. Считаем, что α – угол между продольными осями первых лопастей обоих ветроколес. Тогда:

при скорости ветра выше номинальной второе ветроколесо устанавливается по отношению к первому под углом $\alpha \approx 0$;

при скорости ветра ниже номинальной – $\alpha \approx \pi/2$.

Таким образом при $\alpha \approx 0$ лопасти ветроколеса 2 находятся в «тени» лопастей ветроколеса 1, а при $\alpha \approx \pi/2$ лопасти ветроколеса 2 находятся пространственно между лопастями ветроколеса 1 (ВЭУ из трёхлопастного режима переводится в шестилопастный). На рис. 7 приведена схема такой ВЭУ с двумя ветроколёсами.

Для оценки эффективности ВЭУ необходимо иметь аэродинамические характеристики для трёхлопастного режима $C_{m(n=3)} = f(Z)$ и для шестилопастного режима $C_{m(n=6)} = f(Z)$ (см. рис. 2).

Для шестилопастного режима такие аэродинамические характеристики $C_{m(n=6)} = f(Z)$ отсутствуют в литературе, поэтому использовались данные по рис. 2.

По мере увеличения угла установки до $\varphi \approx 25^\circ$ характеристики коэффициента крутящего момента

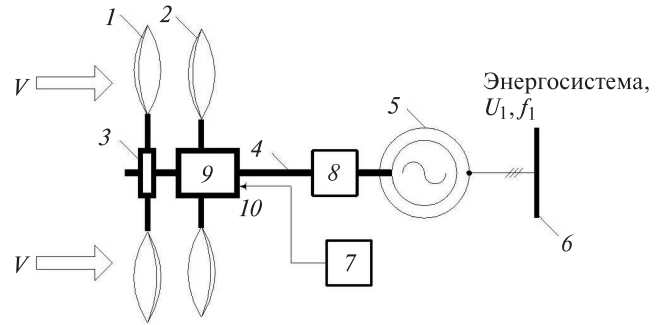


Рис. 7. Схема ВЭУ с двумя ветроколёсами: 1 и 2 – ветроколеса; 3 – ступица ветроколеса 1; 4 – общий вал; 5 – генератор; 6 – энергосистема; 7 – датчик скорости ветра; 8 – мультипликатор; 9 – блок управления углом между ветроколёсами 1 и 2; 10 – управляющий вход блока 9

смещаются в сторону меньших значений быстроходности с одновременным уменьшением и амплитудных значений коэффициента.

Максимальные значения коэффициентов крутящих моментов C_M^{\max} и соответствующие им значения быстроходности Z приведены далее:

φ	C_M^{\max}	Z
0	0,077	6,3
5°	0,073	5,1
10°	0,061	4,0
15°	0,0506	3,0
20°	0,045	2,6
25°	0,040	2,0

Из приведённых данных видно, что при $\varphi = 15^\circ$ быстроходность уменьшилась примерно в 2 раза по сравнению со значением при $\varphi = 0$. Уменьшилось и амплитудное значение коэффициента крутящего момента до $C_M^{\max} \approx 0,0506$. Но это значит, что со снижением быстроходности в 2 раза возрастает и время, необходимое для того, чтобы при вращении ветроколеса каждая последующая лопасть заняла в пространстве положение предыдущей лопасти.

При этом условия срыва ветропотока и турбулентности не нарушаются, если между уже существующими лопастями симметрично расположить дополнительные лопасти. В принципе, это позволяет воспользоваться аэродинамической характеристикой для трёхлопастного режима $C_{m(n=3)} = f(Z)$ при $\varphi = 15^\circ$ как аэродинамической характеристикой для шестилопастного режима $C_{m(n=6)} = f(Z)$. Например, если ветроколесо ВЭУ «Радуга 1» имеет три лопасти, то можно добавить ещё три такие же лопасти, т.е. сделать его шестилопастным с одновременным снижением быстроходности в 2 раза. Однако, так как число лопастей возросло в 2 раза, то амплитуду графика коэффициента крутящего момента нужно увеличить в 2 раза с максимумом $C_M^{\max} \approx 2 \cdot 0,077 \approx 0,154$.

На рис. 8 графики 1 и 2 представляют собой, соответственно, зависимость коэффициента крутящего момента $C_{m(n=3)} = f(Z)$ и коэффициента мощности $C_{p(n=3)} = f(Z)$ по (4) трёхлопастного ($n=3$) ветроколеса ветроэнергетической установки «Радуга-1». При этом ветроколесо 2 находится «в тени» ветроколеса 1, так как $\alpha \approx 0$.

Кривая 3 представляет собой зависимость крутящего момента $C_{m(n=6)} = f(Z)$, в качестве которой в нашем случае условно взята аэродинамическая характеристика $C_{m(n=6)} = f(Z)$ при $\varphi=15^\circ$, но с удвоенной амплитудой. При этом лопасти ветроколеса 2 расположены между лопастями ветроколеса 1, т.е. при этом угол $\alpha \approx \pi/n$. Кривая 4 представляет собой зависимость коэффициента мощности двух ветроколёс при $\alpha \approx \pi/n$, также рассчитанного по формуле (4).

С учётом характеристик рис. 8 на рис. 9 приведены рассчитанные графики зависимостей мощности ветроэнергетической установки в функции скорости ветра. При этом график 1 соответствует мощности по (1) при коэффициенте мощности, равном критерию Жуковского–Бетца. Кривая 2 соответствует работе ветроэнергетической установки в режиме с углом $\alpha \approx 0$, а кривая 3 – с углом $\alpha \approx \pi/n$.

При учёте ограничения выдаваемой мощности электрогенератором установленной мощностью 1 МВт (см. 4, рис. 10) при работе ветроэнергетической установки с углом $\alpha \approx 0$ график мощности будет представлен линией *bde*. При работе же ветроэнергетической установки с углом $\alpha \approx \pi/n$ график мощности будет представлен линией *ace*. В начале работы при низких скоростях ветра ветроэнергети-

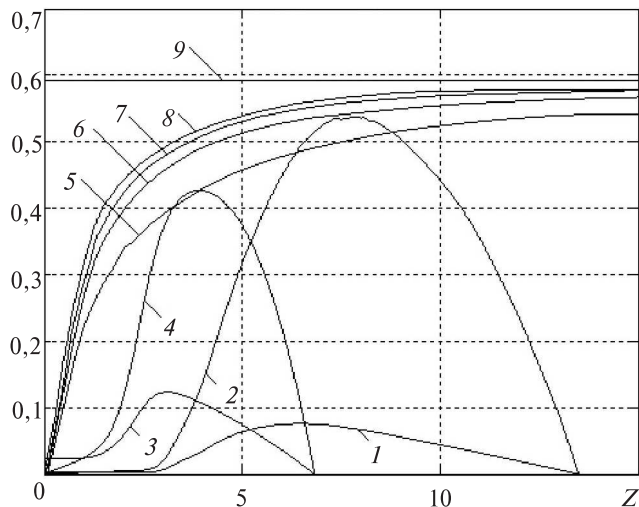


Рис. 8. Графики зависимостей коэффициентов крутящих моментов и коэффициентов мощностей в функции быстроходности: 1 – $C_{m(n=3)}$; 2 – $C_{p(n=3)}$; 3 – $C_{m(n=6)}$; 4 – $C_{p(n=6)}$; 5 – 8 – критерии Глауэрта соответственно для одно-, двух-, трех- и четырехлопастного ветроколеса соответственно; 9 – критерий Жуковского–Бетца

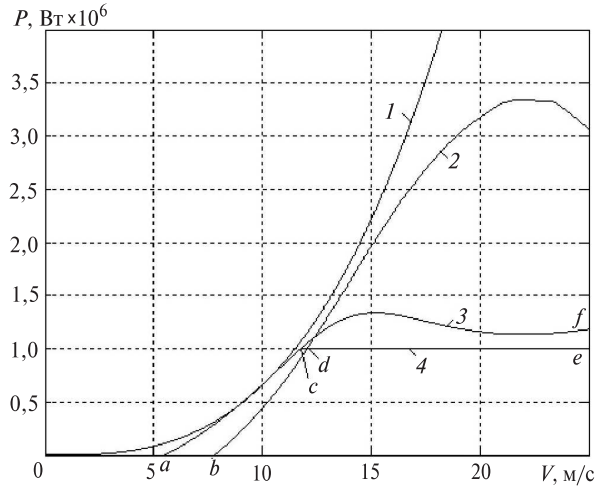


Рис. 9. Графики мощности ветроэнергетической установки в функции скорости ветра: 1 – режим по критерию Жуковского–Бетца, при $n=3$; 2 – при $n=6$

ческая установка работает при $\alpha \approx \pi/n$ по графику мощности *acd*. Затем в точке *d* ветроэнергетическая установка переходит в режим работы при $\alpha \approx 0$ по 4.

Для оценки эффективности рассматриваемой конструкции определим в процентном соотношении изменение годовой выработки электроэнергии при переходе с режима при $\alpha \approx \pi/n$ к режиму при $\alpha \approx 0$ по графикам мощности по рис. 9.

Годовая выработка ветроустановки определяется по (7):

при $\alpha \approx \pi/n$ по характеристике мощности *acde* $\mathcal{E}_1 = 2750,264$ МВтч;

при $\alpha \approx 0$ по характеристике мощности *bde* $\mathcal{E}_2 = 2038,034$ МВтч.

Таким образом, относительное повышение эффективности при переключении ветроустановки с режима при $\alpha \approx 0$ на режим при $\alpha \approx \pi/n$ при сниженных скоростях ветра в течение года составляет:

$$\left(\frac{\mathcal{E}_1}{\mathcal{E}_2} - 1 \right) 100\% \approx 35\%.$$

Ветроколесо 2 может быть выполнено меньшего диаметра, чем ветроколесо 1. Но при этом на рис. 10 характеристика 3 мощности будет меньше амплитуды и, следовательно, эффект будет меньше. Стоимость ВЭУ с двумя ветроколёсами увеличивается за счет второго ветроколеса и второй более дорогой ступицы к ней, что в целом удорожает эту установку на 22% по сравнению с ВЭУ с одним ветроколесом.

Вывод. Сравнение способов повышения эффективности ветроэнергетических установок показало, что при рассмотренном новом управлении ветроэнергетической установкой с двумя ветроколесами с n лопастями каждое, вращающимися синхронно в одну и ту же сторону, переход из режима работы

с углом между ветроколесами $\alpha \approx \pi / n$ при скорости ветра, меньшей номинального значения, в режим работы с углом $\alpha \approx 0$ при скорости ветра, большей номинального значения, позволяет увеличить выработку электроэнергии на 35%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фатеев Е.М. Ветро двигатели и ветроустановки. — М: ОГИЗ, 1947, 544 с.
2. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии/Пер. с англ. — М.: Энергоатомиздат, 1990, 392 с.
3. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1983, 200 с.
4. Окулов В.Л., Соренсен Ж.Н., Ван Куик Г.А.М. Развитие теории оптимального ротора. — Труды ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского, 2013, вып. 2713, с. 1–72.
5. Патент РФ 2444646. Способ управления ветроэнергетической установкой и устройство для его реализации. Опубл. 10.03.2012, Бюл. № 7.
6. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера: состояние, условия эффективности, перспективы. — Л.: Наука, 1989, с. 208.
7. Бурмистров А.А., Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии: Учебное пос. для вузов. — М.: Издат. дом МЭИ, 2007, 144 с.
8. Дьяков, А.Ф., Перминов Э.М., Шакарян Ю.Г. Ветроэнергетика России: состояние и перспективы развития. — М.: Изд-во МЭИ, 1996, 219 с.
9. Цгоев Р.С. Нетрадиционная ветроэнергетика: Учебное пос. — М.: Издат. дом МЭИ, 2014, 168 с.
10. Вольдек А.И. Электрические машины. — Л.: Энергия, 1974, 832 с.
11. Шаулов В.Ю., Афанасьев И.П., Озеров А.В. Опыт монтажа и эксплуатации ветроэнергетических установок. — Электрические станции, 2004, № 12 с. 40–43.
12. Вашкевич К.П. Аэродинамические характеристики ветродвигателей ветроэлектрических установок. — Изв. Академии наук. Энергетика, 1997, № 3 с. 1–10.
13. Weinhold N. Inconspicuous world champions. — New energy, 2005, No. 5 pp. 33–41.

[23.05.2017]

А в т о р ы: Цгоев Руслан Сергеевич окончил Московский энергетический институт (МЭИ — ныне Национальный исследовательский университет «МЭИ» — «НИУ «МЭИ») в 1971 г. В 1992 г. защитил докторскую диссертацию в МЭИ. Профессор «НИУ «МЭИ».

Орлов Алексей Александрович окончил «НИУ «МЭИ» в 2013 г. Ведущий эксперт ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

DOI:10.24160/0013-5380-2017-8-21-28

Elektrichestvo (Electricity), 2017, No. 8, pp. 21–28

Compare of Methods Improving the Efficiency of Wind Turbine

TSGOEV Ruslan S. (National Research University Moscow Power Engineering Institut, Moscow, Russia) — Prof., Dr. Sci. (Eng.)

ORLOV Aleksei A. (JSC «Scientific and Technical Centre of the Federal Grid Company of the Unified Energy System», Moscow, Russia) — Leading expert

Important task is improve the efficiency of wind turbine of energy system if wind speed under rated wind speed. Compare of methods improving the efficiency of wind turbine shows increase energy production to 35 % for there are two windwheel with the same number of blades and the system changes the angle between windwheels from $\alpha = 0$ to $\alpha \approx \pi / n$ if wind speed more and less then rated wind speed respectively in construction. Different diameters of windwheels is acceptable.

Key words: wind turbine, windwheel, design, unidirectional rotation windwheels, efficiency

REFERENCES

1. Fatyeyev Ye.M. *Vetrodvigateli i vetroustanovki* — in Russ. (Wind turbines). Moscow, Publ. OBIZ, 1947, 544 p.
2. Twydell J., Weir A. *Vozobnovlyayemye istochniki energii / Perevod s angl.* (Renewable energy sources/Trans. from Eng.). Moscow, Publ. Energoatomizdat, 1990, 392 p.
3. Shefter Ya.I. *Ispol'zovaniye vetra* (To make use of the wind). Moscow, Energoatomizdat, 1983, 200 p.
4. Okulov V.L., Sorensen Zh.N., Van Quic G.A.M. *Trudy TsAGI imeni N.Ye. Zhukovskogo — in Russ. (Proc. of the Central Aerohydrodynamic Institute)*, 2013, iss. 2713, pp. 1–72.
5. Patent RF 2444646. *Sposob upravleniya vetroenergeticheskoi ustanovkoi i ustroystvo dlya ego realizatsii* (The way to manage the wind power plant and the device for its implementation). Publ. 10.03.2013, Bulletin of invention No. 7.
6. Zubarev V.V., Minin V.A., Stepanov I.R. *Ispol'zovaniye energii vetra v raionakh Severa: sostoyaniye, usloviya effektivnosti, perspektivy* (The use of wing energy in region of the Nord: conditions, effectiveness, prospects). Moscow, Publ. «Nauka», 1989. 208 p.
7. Burmistrov A.A., Vissarionov V.I., Deryugina G.V. *Method rascheta resursov vozobnovlyayemykh istochnikov energii* (Methods for calculating renewable resources energy sources). Moscow, Publ. Hause «Moscow Power Engineering Institute», 2007, 144 p.
8. D'yakov A.F., Perminov E.M., Shakariyan Yu.G. *Vetroenergetika Rossii: sostoyaniye i perspektivy razvitiya* (Wind power industry of Russia: conditions and prospects of development). Moscow, Publ. of Moscow Power Engineering Institute, 1996, 219 p.
9. Tsgoyev R.C. *Netraditsionnaya vetroenergetika* (Unconventional wind power). Moscow, Publ. House «Moscow Power Engineering Institute», 2014, 168 p.
10. Vol'dek A.I. *Elektricheskiye mashiny* (Electric machines). Leningrad, Publ. «Energiya», 1974, 832 p.
11. Shaulov V.Yu., Afanas'yev I.P., Ozerov A.V. *Elektricheskiye stantsii — in Russ. (Power Plants)*, 2004, No. 12, pp. 40–43.
12. Vashkivich K.P. *Izvestiya Akademii nauk. Energetika — in Russ. (Proc. of the Academy of Sciences. Power Engineering)*, 1997, No. 3, pp. 1–10.
13. Weinhold N. Inconspicuous world champions. — New energy, 2005, No. 5, pp. 33–41.

[23.05.2017]