

Ибрагим А.А., Мирошниченко А.А., Соломин Е.В., Гордиевский Е.М., Ковалев А.А.

Южно-Уральский государственный университет (НИУ)

СТРАТЕГИЯ УПРАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ОТСЛЕЖИВАНИЯ ТОЧКИ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА ДВОЙНОГО ПИТАНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Энергия ветра в настоящее время играет важную роль в выработке экологически чистой и дешевой электроэнергии в мире. Во многих странах повышается количество ветроэнергетических установок, и доля возобновляемых источников в общей генерации энергии постоянно растет. Ученые и инженеры прилагают серьезные усилия для оптимизации использования этого типа энергии с помощью различных методов и подходов. Асинхронный электрический генератор с двойным питанием является неотъемлемой частью широкого спектра ветроэнергетических установок благодаря своей высокой эффективности в преобразовании энергии и наличию управления реактивной мощностью. В связи с непостоянством и флуктуациями ветрового потока растет и требование к системам отбора мощности, вследствие чего основной задачей управления ветроэнергетической установкой является отслеживание и регулирование тока нагрузки для достижения максимального использования энергии ветра. Статья представляет собой результаты изучения системы управления для отслеживания точки максимальной мощности ветроэнергетической установки. Изучение ее поведения в установившемся режиме осуществлялось с помощью программного комплекса MatLab / Simulink. Благодаря моделированию данной системы появилась возможность изучить процессы, возникающие в асинхронной машине двойного питания. Также удалось отследить искомую точку максимума отбора мощности и следовать по пути её максимальной генерации, с учетом оптимальных рабочих точек по графику коэффициента мощности при разных скоростях ветра и быстроходности ротора ветроэнергетической установки. Также данное исследование позволило изучить компьютерную модель ветроэнергоустановки и получить значения скорости вращения ротора, электромагнитного момента, составляющих тока ротора, напряжения на роторе, напряжения на статоре и значение токов на выводах ротора и статора в установившемся режиме. Полученные осциллограммы демонстрируют правильность теоретических данных и расчетов, а также дают возможность продолжить исследования в выбранном направлении.

Ключевые слова: энергия ветра, модель ветровой турбины, отслеживание точки максимальной мощности, электрогенератор двойного питания, анализ установившегося режима, косвенный способ управления скоростью.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время системы генерации электроэнергии на основе энергии ветра стремительно развиваются. Разные типы ветроэнергетических установок используют различные принципы отбора мощности: работа на постоянной частоте вращения ротора ветроэнергоустановки при переменной скорости ветра, на постоянной частоте вращения при постоянной скорости ветра, работа на постоянной частоте с использованием асинхронного электрогенератора с двойным питанием и т.д. Основное преимущество использования последнего принципа отбора мощности заключается в том, что мощность, регулируемая силовым преобразователем, является лишь частью суммарной мощности турбины, поэтому потери мощности и стоимость генерации энергии меньше, чем при использовании полноценного преобразователя мощности [1]. На основе этих доводов впервые будет произведено исследование системы управления для отслеживания точки максимальной мощности в асинхронном электрогенераторе с помощью регулятора скорости непрямого действия. Крутящий момент принимается в качестве базовой величины.

Регулятор мощности относится к регуляторам скорости непрямого действия [2]. В связи с этим анализ устойчивой работы асинхронного электрогенератора с двойным питанием проведен путем моделирования на программном комплексе MatLab / Simulink. В процессе исследования проверяется адекватность построенной модели и реальность проведенных исследований

ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

Асинхронный электрогенератор двойного питания является асинхронной электрической машиной с фазным ротором, у которой обмотки статора и ротора присоединяются к одному или разным источникам переменного тока. Такой тип генератора используется для работы в широких диапазонах мощности, от нескольких киловатт до нескольких мегаватт. Используемый в нем принцип работы отличается от принципа работы, который применяется в обычной синхронной или асинхронной машине. Данный принцип может быть использован в работе с ограниченным диапазоном скоростей, что позволит уменьшить размеры преобразователя мощности, например при выработке электроэнергии на переменной скорости ветра.

Принципиальная электрическая схема асинхронной электромашины двойного питания показана на **рис. 1**. Система статора трехфазная с питанием от сети постоянного напряжения и частоты. При подаче питания на статор возникает электромагнитный поток [1-3], который замыкается в обмотке статора. Обмотка ротора также является трехфазной, но с иным напряжением и частотой. Это осуществляется благодаря использованию трехфазного преобразователя с обратной связью, как показано на **рис. 1**. Такой преобразователь с рассматриваемой в статье системой управления необходим для подачи основного трехфазного напряжения на ротор электрогенератора, а также для управления точкой максимальной мощности ветроэнергоустановки и для обеспечения передачи мощности через ротор к потребителю [4].

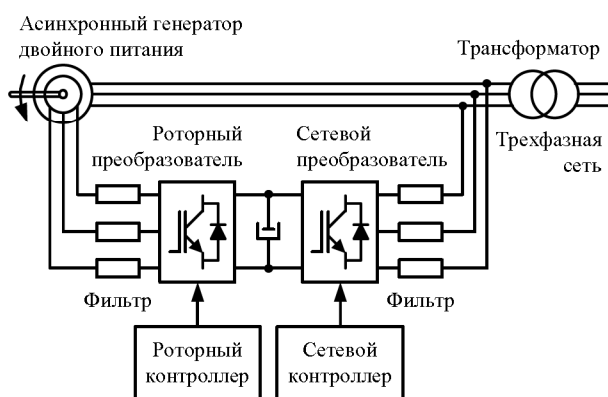


Рис. 1. Общая система питания асинхронной электромашин двойного питания [2]

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Модель ветроэнергостановки состоит из следующих компонентов:

1) Аэродинамическая модель, которая характеризуется мощностью обмотки ротора и определяет механический крутящий момент ротора турбины T_t как функцию интенсивности воздушного потока, т.е. скорости ветра V_v и угловой скорости вращения турбины Ω_t на конце лопасти. Механический крутящий момент турбины T_t , создаваемый ротором, зададим выражением

$$T_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_v^2 C_p, \tag{1}$$

где ρ – плотность воздуха; R – радиус ротора ветроэнергостановки; V_v – скорость ветра; C_p – коэффициент мощности [5, 6].

Самым распространенным методом представления крутящего момента и коэффициента мощности C_p является их выражение в виде функций быстроходности ветроколеса λ и установочного угла β :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73 \cdot \left(\frac{151}{\lambda} - 0,58 \cdot \beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-\frac{19,4}{\lambda}}, \tag{2}$$

где λ – функция быстроходности ветроколеса; β – установочный угол.

Быстроходность ветроколеса определяется как

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V_v}, \tag{3}$$

где Ω_t – угловая скорость вращения турбины.

2) Система контроля установочным углом (углом заклинивания) предназначена для обеспечения вращения всех лопастей на одинаковых углах. Данное независимое регулирование снижает нагрузку на контроллер. Этот подход также снижает деформацию лопастей благодаря снижению момента кориолисовых сил и гироскопического момента. Кроме этого, за счет этого контроллер приобретает больше информации о периферии [7]. Таким образом, система контроля углов заклинивания рассчитывает динамику установочных углов как функцию, зависящую от базовой величины β_{ref} .

3) Механическая система: для проведения модели-

рования введем основную резонансную частоту и массу модели, как показано на рис. 2, затем последовательно промоделируем действие привода, в то время как другая частота должна быть выше или ниже по величине. Величина момента инерции J_t связана с массой турбины, а момент инерции J_m соотносится с электрической частью машины. Если основная резонансная частота является частотой вращения ротора, часть момента попадает в систему в виде J_m . Таким образом, механическая система позволяет рассчитать угловую скорость вращения турбины и генератора (Ω_t и Ω_m) как функцию крутящего момента турбины T_{em} . Скорость вращения турбины Ω_{t-ar} и вращающий момент T_{t-ar} задаются выражениями [8-10]

$$\Omega_{t-ar} = N\Omega_t, \tag{4}$$

где N – передаточное число редуктора.

$$T_{t-ar} = \frac{T}{N}. \tag{5}$$

Коэффициент жесткости K_m и коэффициенты затухания D_t и D_m описывают упругую связь между J_t и J_m . В данном случае D_t и D_m являются коэффициентами трения, характеризующими механические потери при трении [11].

4) Преобразователь мощности асинхронного электрогенератора двойного питания со встречным включением. Он преобразует крутящий момент генератора в ток генератора, а затем в ток сети как функцию сетевого напряжения [12].

5) Система управления вычисляет крутящий момент генератора, установочный угол и значение реактивной мощности как функции скорости ветра и напряжения сети. На рис. 3 показана блок-схема модели с переменной скоростью вращения ветроэнергостановки.

На основе базовых выражений для модели трехлопастной ветроустановки (выражения (1-3)), имитационная модель ветроустановки мощностью 2,4 МВт может быть реализована с помощью программы MatLab / Simulink. Примем передаточное число редуктора $N = 100$, радиус ротора турбины (т.е. длину лопастей) $R = 42$ м и плотность воздуха $\rho = 1,225$ кг/м³. На рис. 4, а показана зависимость коэффициента крутящего момента C_t от быстроходности, на рис. 4, б приведена кривая мощности P в зависимости от скорости ветра V_v и на рис. 4, в изображен график зависимости коэффициента использования энергии ветра C_p от быстроходности ветроколеса λ для конкретной ветроустановки [13, 14]. На основе выражений (1) - (3) смоделируем работу и подключение блока ветроустановки к блоку асинхронного электрогенератора двойного питания. Входным параметром для данной модели ветроустановки будет скорость ветра, которая описана на рис. 4, б (принимая 8 м/с). Примем во внимание, что передаточное число редуктора N и параметры модели ветровой турбины приведены к высокоскоростному валу [15-17].

Поскольку электромашинка ветроустановки работает в режиме генератора, то крутящий момент должен быть отрицательным. Выходными данными для модели будет механический крутящий момент ротора T_t , который передается асинхронной машине [18].

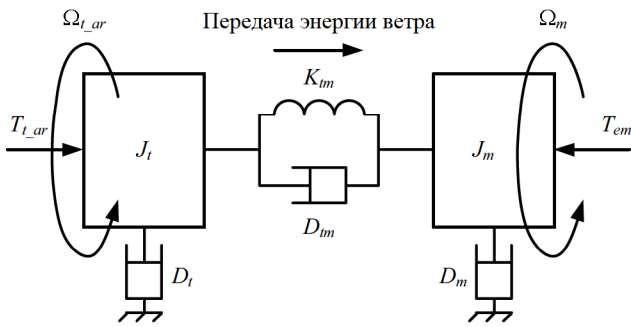


Рис. 2. Механические режимы

Целью управления отбором мощности ветроэнергостановки является отслеживание точки максимальной мощности. Существует множество способов управления ветроустановкой с помощью нагрузки, регулируемой для достижения точки максимальной мощности. Используя динамическую устойчивость электродвигателя, работающего с постоянной частотой вращения с кривой максимальной мощности, рассмотрим электромагнитный момент в качестве базовой величины для регулирования. Этот метод управления называется непрямым контролем скорости. Исследуя модель ветроустановки, можно утверждать, что ее поведение устойчиво относительно любой точки на кривой максимальной мощности, которая приведена на рис. 5. Это означает, что при изменении скорости относительно максимальной точки на кривой мощности

система самостоятельно возвращается вновь к рабочей точке. Принимая во внимание это свойство, делаем вывод, что крутящий момент T_t может оставаться максимальным на кривой максимальной мощности при изменениях скорости ветра в том случае, если крутящий момент турбины T_{em} управляется на основе отслеживания этой кривой мощности. Например, ротор, работающий на постоянной частоте, оказывается в точке a на кривой, показанной на рис. 5. Когда скорость ветра увеличивается с V_{v1} до V_{v2} , рабочая точка переходит в точку b , а крутящий момент турбины становится равным $T_{t,b}$. Система отслеживания точки максимальной мощности обеспечивает крутящий момент T_{em} , соответствующий кривой максимальной мощности (точка c), который меньше $T_{t,b}$. Исходя из этого, увеличивается скорость турбины до тех пор, пока она не достигнет точки устойчивости (точка c) [19-21]. Теоретическое максимальное значение реального коэффициента мощности C_p находится на уровне $C_{p,max} = 0,44 = 44\%$.

Мощность, представленная в виде кинетической энергии ветра со скоростью V_v на поверхность площадью S , определяется следующим образом [22-25]:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S V_v^3, \tag{6}$$

где S – площадь поверхности.

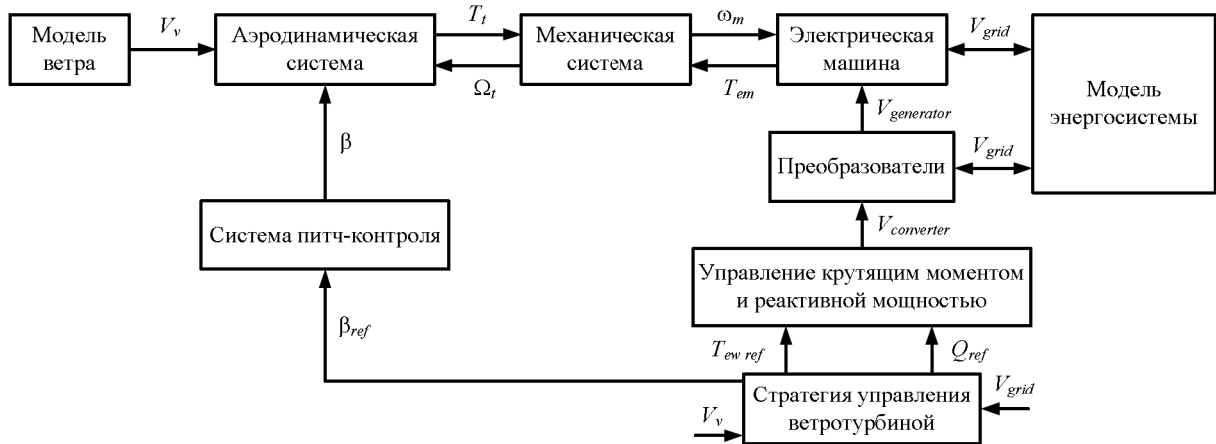


Рис. 3. Блок-схема модели ветроэнергостановки с переменной скоростью ветра

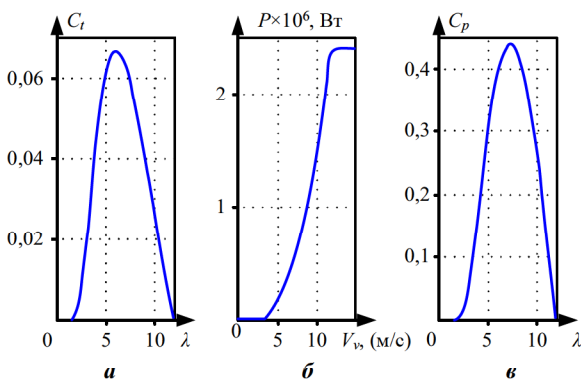


Рис. 4. Графики исследуемых зависимостей:

- a - зависимость коэффициента крутящего момента C_t по отношению к быстроходности;
- b - кривая мощности $P(W)$ в зависимости от скорости ветра V_v ;
- c - коэффициент использования энергии ветра C_p в зависимости от быстроходности ветроколеса

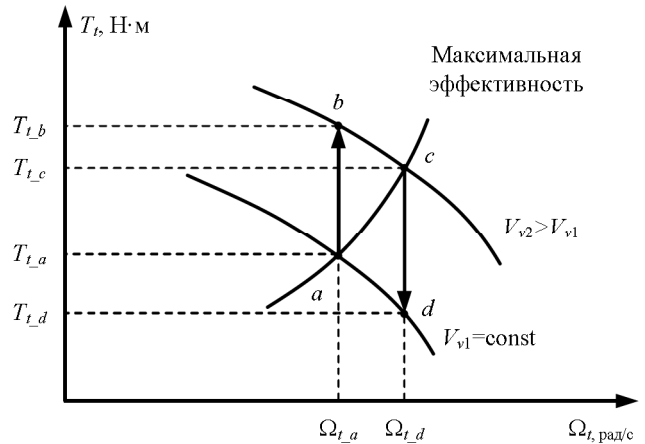


Рис. 5. Исследование устойчивости вокруг точки на кривой максимальной мощности

Ветроэнергостановка может использовать только часть этой мощности:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_v^3 C_p. \quad (7)$$

Крутящий момент ротора рассчитывается как отношение мощности к скорости вращения:

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{\rho \pi R^2 V_v^3}{2 \Omega_t} C_p = \frac{\rho \pi R^3 V_v^2}{2 \lambda} C_p = \frac{\rho \pi R^3 V_v^2}{2} C_t. \quad (8)$$

Коэффициент мощности и коэффициент крутящего момента связаны выражением

$$C_p(\lambda) = \lambda \cdot C_t(\lambda). \quad (9)$$

Когда турбина работает с максимальной мощностью

$$\lambda_{opt} = \frac{R \Omega_t}{V_v}, C_p = C_{p_max}, C_t = C_{t_opt}.$$

Крутящий момент турбины выражается как

$$T_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{R^2 \Omega_t^2}{\lambda_{opt}^2} \cdot \frac{C_{p_max}}{\lambda_{opt}}. \quad (10)$$

Тогда

$$T_t = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{R^5}{\lambda_{opt}^3} C_{p_max} \Omega_t^2 = k_{opt_t} \cdot \Omega_t^2, \quad (11)$$

где k_{opt_t} – оптимальная постоянная, зависящая от типа и размеров ротора ветроколеса,

$$k_{opt_t} = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{R^5}{\lambda_{opt}^3} C_{p_max}. \quad (12)$$

В зависимости от математической формулы в выражении (12) произведем моделирование системы управления для отслеживания точки максимальной мощности в асинхронном электрогенераторе с помощью регулятора скорости непрямого действия в программе MatLab / Simulink.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Для моделирования процессов необходимо знать скорость ветра в м/с, скорость вращения генератора в рад/с, номинальное напряжение статора в вольтах и номинальный ток статора в амперах в качестве входных величин. Скорость ветра напрямую подается в систему из внешнего файла или задается пользователем. Далее можно наблюдать результаты моделирования, поскольку система контролирует скорость ветра и вычисляет относительную скорость на конце лопасти. Значение входной скорости генератора позволяет си-

стеме определить, достигла ли скорость генератора заданного значения. Значения выходного напряжения и тока дают возможность системе вычислить значение выходной мощности. Информация о значении мощности на выходе из системы, а также значение скорости генератора и скорости ветра позволяет системе определить максимальные значения мощности.

Моделирование началось со скорости ветра 8 м/с, после чего скорость была увеличена до 10 м/с, а скорость вращения ротора турбины была принята равной 1800 об / мин, что эквивалентно 188,57 рад/с. В результате моделирования (рис. 6, а), для скорости ветра 8 м/с, была определена величина крутящего момента, которая оказалась равна -5573 Н/м. Также была найдена величина скорости вращения генератора - 136,35 рад/с. Для скорости ветра в 10 м/с (рис. 6, б) крутящий момент должен составлять - 8707 Н/м, а скорость вращения генератора 170,6 рад/с. Для скорости ветра 10 м/с в точке максимальной мощности согласно полученным результатам соответствующая механическая мощность составит -759878,55 Вт (-0,759 МВт) и -1485414 Вт (-1,485 МВт).

На рис. 7, а и б приведены графики напряжения на статоре и тока ротора в установившемся режиме соответственно. График тока статора в установившемся режиме показан на рис. 7, в. В результате можно сделать вывод, что мощность, отображенная преобразователем энергии, вычисляется, а алгоритм успешно определяет точку максимальной мощности системы.

Таким образом, оптимальный коэффициент крутящего момента C_t , при быстроходности $\lambda = 7,2$, равен 0,061, как показано на рис. 8, а. А коэффициент использования энергии ветра C_p при той же быстроходности равен 0,44 (рис. 8, б).

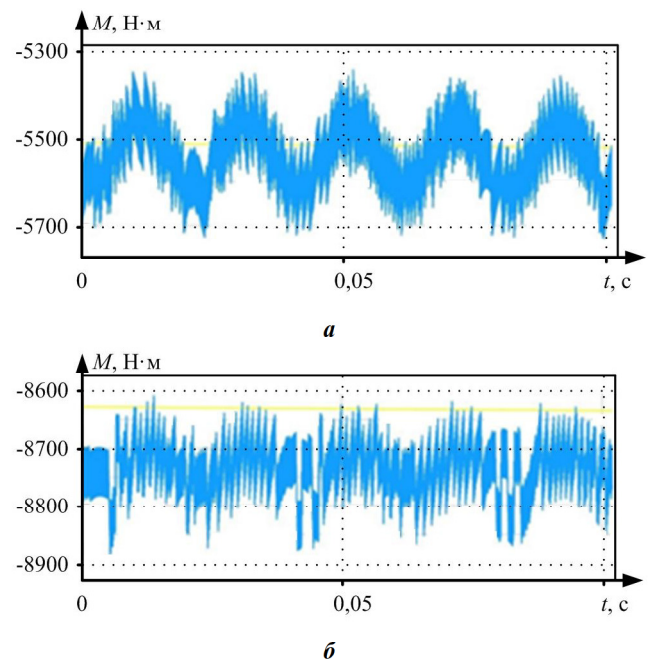


Рис. 6. Результаты моделирования при скорости ветра 8 м/с (а) и 10 м/с (б)

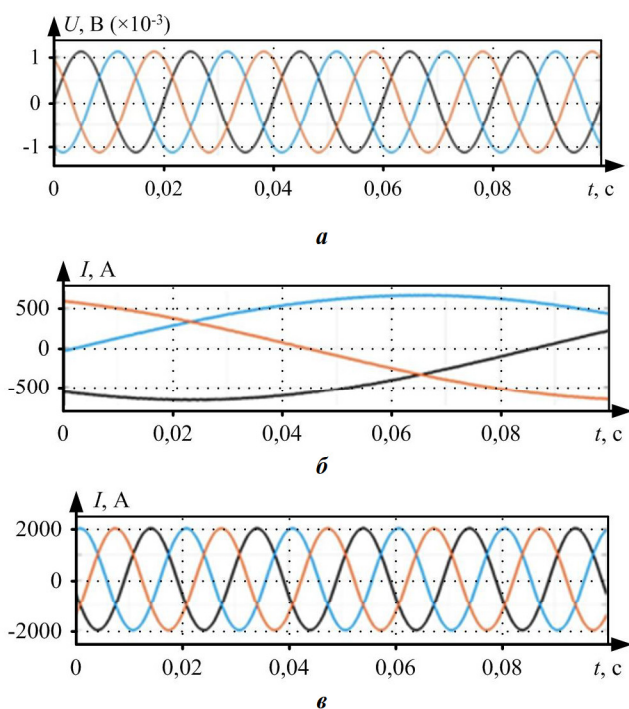


Рис. 7. Характеристики статора и ротора в установившемся режиме: а - напряжение статора; б - ток ротора; в - ток статора

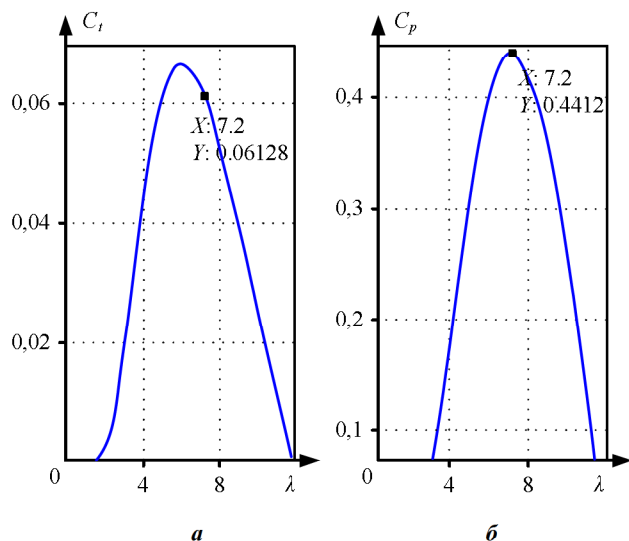


Рис. 8. Определение искомых точек при оптимальной относительной скорости на конце лопасти: а - оптимальный коэффициент крутящего момента; б - максимальный коэффициент мощности

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с непостоянством скорости ветра требуется совершенствование способов отбора мощности ветроэнергетической установкой для максимального использования энергии ветра. Для любой скорости ветра постоянный крутящий момент турбины и постоянная скорость вращения ротора (быстроходность) могут быть получены с использованием предложенной и смоделированной системы управления точкой максимальной мощности и метода непрямого контроля скорости вращения ротора. Разработанный алгоритм создан для максимально возможного повышения эффективности ветроэнергетической системы с использованием памяти контроллера для запоминания и выдачи

оптимальных скоростей турбины, а также для регистрации максимального коэффициента мощности при разных скоростях ветра в условиях его флуктуаций. Еще одним преимуществом этой системы управления является ее простота модифицирования и адаптации для разных ветроэнергоустановок, поскольку она не зависит от характеристик установки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Pena R, Clare J.C., Asher G.M. "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation". IEEE Proceedings, 1996, 143(3):231-241 (in Eng.).
2. Gonzalo A., Jesus L., Miguel A.R., Luis M., Grzegorz I. "Doubly Fed Induction Machine". IEEE press, Published by John Wiley & Sons, 2011:31-33 (in Eng.).
3. Abad, G., López, J., Rodríguez, M.A. et al. "Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation", 2011:289 (in Eng.).
4. Jia Y., Yang Z., Cao B., "A new maximum power point tracking control scheme for wind generation," Proc. Int. Conf. Power Syst. Technol., 2002:144-148(in Eng.).
5. Neammanee B., Krajangpan K., Sirisumrannukul S., Chatratana S., "Maximum peak power tracking-based control algorithms with stall regulation for optimal wind energy capture," Proc. Power Convers. Conf., 2007:1424-1430 (in Eng.).
6. Koutroulis E., Kalaitzakis K., "Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications," IEEE Trans. Ind. Electron., 2006;53(2):486-494 (in Eng.).
7. Wang P., Liu H.Y., Guo C.S., Tao C.B., "MPPT control algorithms for wind power generation based on voltage disturbance," Proc. 7th World Congr. Intell. Control Autom., 2008: 7398-7402 (in Eng.).
8. Fernandez L.M., Garcia C.A., Jurado F., Saenz J.R., "Control system of doubly fed induction generators based wind turbines with production limits," Proc. IEEE Int. Elect. Mach. Drives Conf., 2005:1936-1941(in Eng.).
9. Abo-Khalil A.G., Lee D.C., "MPPT control of wind generation systems based on estimated wind speed using SVR," IEEE Trans. Ind. Electron., 2008;55(3):1489-1490 (in Eng.).
10. Guo P., "Research of a new MPPT strategy based on gray wind speed prediction," Proc. 2nd Int. Symp. Knowl. Acquis. Model., 2009:120-123 (in Eng.).
11. Bianchi F., "Wind turbine control systems: principles, modelling & gain scheduling design", 2006:186 (in Eng.).
12. Kazmierkowski M.P., Krishnan R., Blaaberg F., "Control in Power Electronics Selected Problems, 2002:543 (in Eng.).
13. Blaaberg F., Chen Z., "Power Electronics for Modern Wind Turbines", 2006:511 (in Eng.).
14. Boldea I., Variable Speed Generators, 2006:244 (in Eng.).
15. Wu B., Lang Y., Zargari N., Kouro S. "Power Conversion and Control of Wind Energy Systems", 2011:258 (in Eng.).
16. Sul K. "Control of Electric Machine Drive Systems", 2011:444 (in Eng.).
17. Liu Q., He Y., Zhao R., "The maximal wind-energy tracing control of a variable speed constant frequency wind power generation system". Automation of Electric Power Systems, 2003;27(20):62-67 (in Eng.).
18. Hansen A.D, Iov F., Sørensen P., "Overall control strategy of variable speed doubly-fed induction generator wind turbine". Nordic wind power conference, 2004:113 (in Eng.).
19. Baroudi J.A., Dinavahi V., Knight A.M., "A review of power converter topologies for wind generators," Proc. IEEE Int. Conf. Elect. Mach. Drives, 2005:458-465 (in Eng.).
20. Ben Alaya J., Khedher A., Mimouni M.F. «DTC and Non-Linear Vector Control Strategies applied to the DFIG operated at Variable Speed» WSEAS Transactions On Environment And Development, 2010;11(6):744-754 (in Eng.).

21. Tang Y., Xu L., "A flexible active and reactive power control strategy for a variable speed constant frequency generating system", IEEE Transactions On Power Electronics, 1996;10(4): 472 -478 (in Eng.).
22. Salles M., Cardoso J.R., Grilo A.P., Rahmann C., Hameyer K., "Control strategies of doubly fed induction generators to support grid voltage," IEEE International Conference on Electric Machines and Drives (IEMDC'09). 2009:1551–1556 (in Eng.).
23. Blaabjerg, F., Chen Z., "Power Electronics for Modern Wind Turbines, 2006:294 (in Eng.).
24. Poitiers F., Bouaouiche T., Machmoum M. "Advanced control of a doubly-fed induction generator for wind energy conversion" Electric Power Systems Research 2009;79:1085–1096 (in Eng.).
25. José Fernando Medina Padrón, Andrés Elías Feijóo Lorenzo "Calculating Steady-State Operating Conditions for Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbines" IEEE Trans. Power Syst, 2010;25(2):922-928 (in Eng.)

Поступила в редакцию 04 октября 2018 г.

INFORMATION IN ENGLISH

CONTROL STRATEGY FOR MAXIMUM POWER POINT TRACKING OF DOUBLY FED INDUCTION MOTOR FOR A WIND TURBINE

Ahmed A. Ibrahim

Post-graduate Student, Department of Electric Stations, Grids and Systems, South Ural State University (National Research University), Chelyabinsk, Russia. E-mail: ahmedd20666@gmail.com. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4352-3544>.

Alexey A. Miroshnichenko

Undergraduate Student, Department of Electric Stations, Grids and Systems, South Ural State University (National Research University), Chelyabinsk, Russia. E-mail: alex.miroshnichenko@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4594-3806>.

Evgeny V. Solomin

D.Sc. (Engineering), Associate Professor, Professor, Department of Electric Stations, Grids and Systems, South Ural State University (National Research University), Chelyabinsk, Russia. E-mail: nii-uralmet@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4694-0490>.

Evgeny M. Gordievsky

Undergraduate Student, Department of Electric Stations, Grids and Systems, South Ural State University (National Research University), Chelyabinsk, Russia. E-mail: gordievskiy@gmail.com. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5049-5900>.

Anton A. Kovalev

Master degree student, Department of making use of Renewable Energy Sources, South Ural State University (National Research University), Chelyabinsk, Russia. E-mail: alpenglow305@yandex.ru.

Nowadays wind energy has an important role to participate in generating green and cheap electrical power. The countries increase the wind turbine potential along with the general renewable energy sources development. Scientists and engineers are improving the strategies for optimizing the utilization of this type of energy using different techniques. Doubly fed induction motor (DFIM) becomes the necessary part of wind turbine system generation since its good efficiency of using wind power and controlling of reactive power, so the wind systems are being developed more rapidly because of their advantages as friendly and renewable resources of energy. Due to the wind irregular obtainability, power system principle should be based on the extraction of as much power as possible from the wind. The purpose of this research was to introduce a control strategy for maximum power point tracking (MPPT) for a wind turbine and to study its steady state behaviour by using MATLAB/SIMULINK. This modeling algorithm gave us the possibility for asynchronous machine or alternator to track and follow the path of maximum power extraction and the optimal operation points of the power coefficient curve over different wind circumstances simulating the wind turbine model and studying the steady state condition for the reference value and actual value for the rotor speed, electromagnetic torque, the two components of rotor current, rotor voltage, stator voltage and the value of currents for the rotor side and stator side.

Keywords: wind generation, wind turbine model, maximum power point tracking (MPPT), doubly fed induction motor, steady state analysis, indirect speed control mode.

REFERENCES

1. Pena R, Clare J.C., Asher G.M., "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation". IEEE Proceedings, 1996, 143(3):231-241.
2. Gonzalo A., Jesus L., Miguel A.R., Luis M., Grzegorz I., "Doubly Fed Induction Machine". IEEE press, Published by John Wiley & Sons, 2011:31-33.
3. Abad, G., López, J., Rodríguez, M.A. et al., "Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation", 2011:289.
4. Jia Y., Yang Z., Cao B., "A new maximum power point tracking control scheme for wind generation", Proc. Int. Conf. Power Syst. Technol., 2002:144–148.
5. Neammanee B., Krajangpan K., Sirisumrannukul S., Chatratana S., "Maximum peak power tracking-based control algorithms with stall regulation for optimal wind energy capture," Proc. Power Convers. Conf., 2007:1424–1430.
6. Koutroulis E., Kalaitzakis K., "Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications", IEEE Trans. Ind. Electron., 2006;53(2):486–494.
7. Wang P., Liu H.Y., Guo C.S., Tao C.B., "MPPT control algorithms for wind power generation based on voltage disturbance", Proc. 7th World Congr. Intell. Control Autom., 2008: 7398–7402.
8. Fernandez L. M., Garcia C. A., Jurado F., Saenz J. R., "Control system of doubly fed induction generators based wind turbines with production limits", Proc. IEEE Int. Elect. Mach. Drives Conf., 2005:1936–1941.

9. Abo-Khalil A.G., Lee D.C., "MPPT control of wind generation systems based on estimated wind speed using SVR", IEEE Trans. Ind. Electron., 2008;55(3):1489–1490.
10. Guo P., "Research of a new MPPT strategy based on gray wind speed prediction", Proc. 2nd Int. Symp. Knowl. Acquis. Model., 2009:120–123.
11. Bianchi F., "Wind turbine control systems: principles, modelling & gain scheduling design", 2006:186.
12. Kazmierkowski M.P., Krishnan R., Blaaberg F., "Control in Power Electronics Selected Problems", 2002:543.
13. Blaaberg F., Chen Z., "Power Electronics for Modern Wind Turbines", 2006:511.
14. Boldea I., "Variable Speed Generators", 2006:244.
15. Wu B., Lang Y., Zargari N., Kouro S., "Power Conversion and Control of Wind Energy Systems", 2011:258.
16. Sul K. "Control of Electric Machine Drive Systems", 2011:444.
17. Liu Q., He Y., Zhao R., "The maximal wind-energy tracing control of a variable speed constant frequency wind power generation system". Automation of Electric Power Systems, 2003;27(20):62-67.
18. Hansen A.D, Iov F., Sørensen P., "Overall control strategy of variable speed doubly-fed induction generator wind turbine". Nordic wind power conference, 2004:113.
19. Baroudi J.A., Dinavahi V., Knight A. M., "A review of power converter topologies for wind generators", Proc. IEEE Int. Conf. Elect. Mach. Drives, 2005:458–465.
20. Ben Alaya J., Khedher A., Mimouni M.F., "DTC and Non-Linear Vector Control Strategies applied to the DFIG operated at Variable Speed", WSEAS Transactions On Environment And Development, 2010;11(6):744-754.
21. Tang Y., Xu L., "A flexible active and reactive power control strategy for a variable speed constant frequency generating system", IEEE Transactions On Power Electronics, 1996;10(4): 472 -478.
22. Salles M., Cardoso J.R., Grilo A.P., Rahmann C., Hameyer K., "Control strategies of doubly fed induction generators to support grid voltage", IEEE International Conference on Electric Machines and Drives (IEMDC'09). 2009:1551–1556.
23. Blaabjerg, F., Chen Z., "Power Electronics for Modern Wind Turbines", 2006:294.
24. Poitiers F., Bouaouiche T., Machmoum M., "Advanced control of a doubly-fed induction generator for wind energy conversion", Electric Power Systems Research 2009;79:1085–1096.
25. José Fernando Medina Padrón, Andrés Elías Feijóo Lorenzo, "Calculating Steady-State Operating Conditions for Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbines", IEEE Trans. Power Syst, 2010;25(2):922-928.

Ибрагим А., Мирошниченко А.А., Соломин Е.В., Гордиевский Е.М., Ковалев А.А. Стратегия управления на основе отслеживания точки максимальной мощности асинхронного генератора двойного питания ветроэнергетической установки // Электротехнические системы и комплексы. 2018. № 4(41). С. 56-62. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-4\(41\)-56-62](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-4(41)-56-62)

Ibrahim A., Miroshnichenko A.A., Solomin E.V., Gordievsky E.M., Kovalev A.A. Control Strategy for Maximum Power Point Tracking of Doubly Fed Induction Motor for a Wind Turbine. *Elektrotehnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2018, no. 4(41), pp. 56-62. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-4\(41\)-56-62](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-4(41)-56-62)