

УДК 621.311.24, 621.314.632

А. И. Джабер, Ф. Ш. Аль-Махтури, Д. В. Самохвалов
 Санкт-Петербургский государственный электротехнический
 университет «ЛЭТИ» им. В. И. Ульянова (Ленина)

Потери мощности в ветроустановке в режиме поддержания максимума мощности при векторном управлении синхронным генератором

Рассмотрен режим поддержания максимума мощности ветроустановки, при котором задается оптимальная скорость вращения турбины для извлечения максимальной электрической мощности из энергии ветра. Регулирование скорости турбины осуществляется с помощью системы векторного управления генератором. Система управления меняет частоту вращения турбины при изменении скорости ветра за счет изменения напряжения генератора. Определены механические потери в редукторе и в синхронной машине, учтены потери в стали синхронной машины и коммутационные потери в автономном инверторе напряжения. Получены зависимости КПД редуктора, синхронной машины, автономного инвертора напряжения (АИН) и общего КПД ветроустановки от скорости вращения ротора ветротурбины.

Ветроустановка, синхронный генератор с постоянными магнитами, режим поддержания максимума мощности, поле-ориентированное векторное управление, потери мощности, КПД

Применение векторного управления совместно с режимом поддержания максимума мощности (Maximum Power Point Tracking, МРРТ) позволяет достичь высокого значения КПД ветроустановки. В 2004 г. сообщалось, что благодаря использованию МРРТ вырабатываемая ветроустановкой за год электроэнергия увеличивается на 50 % [1], [2]. В настоящее время она должна расти еще больше, поскольку все большее количество ветроустановок устанавливается на участках с низкой и средней скоростью ветра [3].

Для поддержания оптимального значения коэффициента быстроходности (поддержание оптимального значения скорости вращения турбины), при котором извлекается максимальная мощность ветра, используется режим МРРТ. Оптимальную скорость вращения турбины обеспечивает система векторного управления синхронным генератором с постоянными магнитами (СГПМ) за счет изменения выходной электрической мощности.

Математическая модель ветроустановки малой мощности. Используется известное математическое описание ветротурбины [4]:

$$\begin{cases} P_T = \rho A_T v_B^3 C_P / 2, \quad C_P(\lambda, \beta) = \\ = C_1 (C_2 / \lambda_i - C_3 \beta - C_4) C_5 / \lambda_i - C_6 \lambda; \\ \lambda = \frac{\omega_T R}{v_B}, \quad \lambda_i = \frac{1}{\lambda + C_7 \beta} - \frac{C_8}{\beta^3 + 1}; \\ T_T = \frac{1}{2\lambda} \rho A_T R v_B^2 C_P(\lambda, \beta), \end{cases} \quad (1)$$

где P_T – механическая мощность турбины, Вт; v_B – мгновенное значение скорости ветра, м/с; R – радиус турбины, м; ω_T – угловая скорость вращения вала турбины, рад/с; ρ – плотность воздуха (1.225 кг/м³); A_T – площадь сечения турбины, через которое проходит ветряной поток воздуха, м²; λ – быстроходность; $C_P = P_T / P_B$ – коэффициент использования мощности; β – угол атаки лопастей турбины; $C_1 = 0.5$, $C_2 = 116$, $C_3 = 0.4$, $C_4 = 0$, $C_5 = 5$, $C_6 = 21$, $C_7 = 0.8$, $C_8 = 0.035$ – коэффициенты, учитывающие аэродинамическую характеристику турбины; P_B – мощность ветра; T_T – крутящий момент турбины.

При допущении о симметрии фазных обмоток статора СГПМ математическая модель СГПМ будет иметь вид [5]:

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_d} (u_d - R_s i_d + \omega L_q i_q); \\ \frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_q} (u_q - i_d R_s - L_d \omega i_d - \psi_r \omega); \\ T_e = \frac{3}{2} p [\psi_r i_q + (L_d - L_q) i_d i_q]; \\ T_e = T_{sh} + J_{tot} \frac{d\omega_r}{dt} + B_m \omega_r; \\ T_{sh} = \eta_{пред} \frac{T_T}{i}, \quad J_{tot} = J_g + \frac{J_T}{i^2}, \end{cases}$$

где L_d, L_q – индуктивности обмотки статора по осям d и q ; R_s – сопротивление фазных обмоток статора; i_d, i_q – проекции тока статора на оси d и q ; u_q, u_d – проекции напряжения по осям d и q ; ω – электрическая скорость; ω_r – механическая скорость вращения ротора; ψ_r – потокосцепление ротора; p – число пар полюсов; T_e – электромагнитный момент СГПМ; J_g – момент инерции ротора генератора; B_m – коэффициент вязкого трения; J_T – момент инерции ротора турбины; J_{tot} – суммарный момент инерции ротора турбины и ротора генератора, T_{sh} – крутящий момент турбины, приведенный к валу генератора, i – передаточное число редуктора, $\eta_{ред}$ – КПД редуктора; T_T – момент на валу турбины.

Система управления. В режиме поддержания максимума мощности (MPPT) желаемая скорость вращения ветротурбины ω_{opt} вычисляется для каждого значения скорости ветра таким образом, чтобы поддерживать оптимальное значение быстроходности λ_{opt} при котором извлекаемая мощность максимальна [4]:

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} v_B}{R},$$

где R – радиус ветроколеса.

Схема управления СГПМ с использованием векторного управления генератором показана на рис. 1, где используются следующие обозначения:

A – анемометр; P – редуктор; E – энкодер; ДТ – датчики тока; B – выпрямитель; АИН – автономный инвертор напряжения; ВШИМ – блок векторной ШИМ; РС – регулятор скорости; PT_d, PT_q – регуляторы тока; θ_r и θ – механический и электрический углы поворота ротора СГПМ; i_a, i_b, i_c – фазные токи СГПМ; i_α, i_β – токи СГПМ в двухфазной системе координат α - β ; i_d, i_q – токи СГПМ в синхронной системе координат d - q ; U_{dc} – напряжение звена постоянного тока; u_a, u_b, u_c – значения фазных напряжений на выходе АИН; S_a, S_b, S_c – сигналы управления силовыми ключами АИН.

Регулирование скорости вращения ветротурбины обеспечивается с помощью системы векторного управления генератором, изменяющей момент на валу генератора за счет выработки оптимального значения электрической мощности.

Определение КПД. Основные потери в редукторе пропорциональны скорости вращения вала ротора турбины и определяются следующим образом [6]:

$$P_{ред} = K_{ред} P_N \frac{n_r}{n_{rN}},$$

где $K_{ред}$ – коэффициент, учитывающий постоянные потери в редукторе (для одноступенчатого планетарного редуктора равен 1.5 %) [6]; P_N – номинальная мощность турбины; n_r – частота

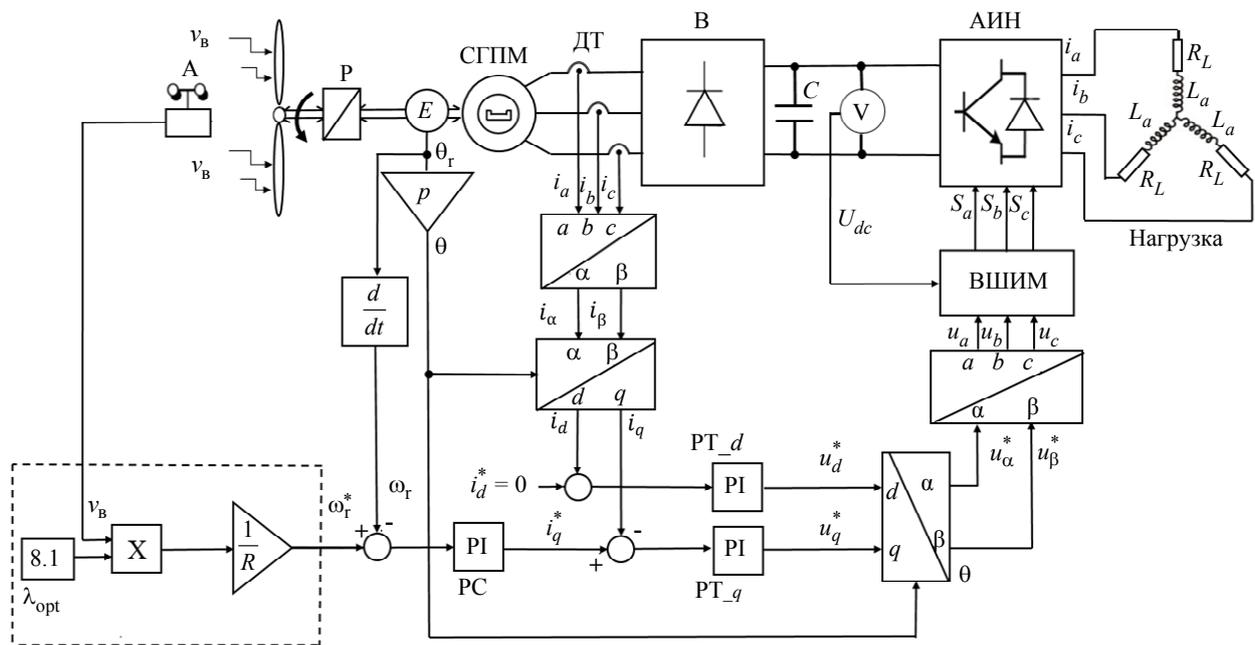


Рис. 1

вращения ротора турбины; n_{TN} – номинальная частота вращения ротора турбины.

КПД редуктора определяется следующим образом:

$$\eta_{ред} = \frac{P_T - P_{ред}}{P_T} \cdot 100, \% \quad (2)$$

Потери в СГПМ определяются с помощью следующей системы уравнений [7], [8]:

$$\begin{cases} P_{Cu} = \frac{3}{2} R_c \times \\ \times \left[\left(I_{Od} - \frac{\omega L_q I_{Oq}}{R_c} \right)^2 + \left(I_{Oq} + \frac{\omega(\psi_p + L_d I_{Od})}{R_c} \right)^2 \right]; \\ P_{Fe} = \frac{3}{2} \frac{\omega^2}{R_c} \left[(L_q I_{Oq})^2 + (\psi_r + L_q I_{Od})^2 \right]; \\ P_{мех} = B_m \omega_r^2, \end{cases} \quad (4)$$

где P_{Cu} – потери в меди; P_{Fe} – потери в стали; где $P_{мех}$ – механические потери в СГПМ; I_{Od} , I_{Oq} – проекции тока намагничивания на оси d и q ; R_c – эквивалентное сопротивление потерь сердечника [9], [10], вызванных гистерезисом и вихревыми токами.

Зная потери мощности в меди, в стали (2) и в редукторе (1), можно определить КПД СГПМ:

$$\eta_{СГПМ} = \frac{(P_T - P_{ред}) - (P_{Cu} + P_{Fe} + P_{мех})}{(P_T - P_{ред})} \cdot 100, \% \quad (5)$$

Динамические (коммутационные) и статические потери (потери на проводимость) в АИН определяются в [10]:

$$\begin{cases} P_{sw_t} = \frac{6}{\pi} f_s \times \\ \times (E_{on_t} + E_{off_t} + E_{off_d}) \frac{U_{dc}}{U_{ref}} \frac{I_L}{I_{ref}}; \\ P_{cond_t} = \frac{U_{CE_0}}{2\pi} I_L \times \\ \times \left(1 + \frac{M\pi}{4} \cos(\phi) \right) + \frac{r_{CE_0}}{2\pi} \left[\frac{\pi}{4} + M \left(\frac{2}{3} \cos(\phi) \right) \right]; \\ P_{cond_d} = \frac{U_{F_0}}{2\pi} I_L \times \\ \times \left(1 - \frac{M\pi}{4} \cos(\phi) \right) + \frac{r_{CE_0}}{2\pi} \left[\frac{\pi}{4} - M \left(\frac{2}{3} \cos(\phi) \right) \right], \end{cases} \quad (6)$$

где P_{sw_t} – динамические потери транзистора; P_{cond_t} – статические потери транзистора; P_{cond_d} – статические потери диода; I_L – максимальное значение амплитуды переменного тока; M – индекс модуляции ШИМ [11]; ϕ – угол смещения (сдвиг фаз) между фазным током и фазным напряжением; f_s – частота ШИМ. U_{CE_0} – напряжение между коллектором и эмиттером; U_{ref} – напряжение коллектора; r_{CE} – сопротивление транзистора в открытом состоянии; E_{on_t} , E_{off_t} , E_{off_d} – потери включения и выключения транзистора и потери диода; I_{ref} – ток коллектора; U_{F_0} – прямое напряжение при открытом состоянии транзистора.

Для расчета потерь в инверторе используются следующие параметры транзистора [12].

КПД АИН определяется следующим образом:

$$\eta_{АИН} = \left[(P_T - P_{ред} - P_{Cu} - P_{Fe} - P_{мех}) - \right. \\ \left. - P_{sw_t} + P_{cond_t} + P_{cond_d} \right] / (P_T - P_{ред} - P_{Cu} - P_{Fe} - P_{мех}) \cdot 100, \% \quad (7)$$

где $P_{мех}$ – механическая мощность генератора.

Суммарные потери ветрогенератора P_{tot} вычисляются как сумма (1), (3) и (5), а общий КПД ветрогенератора определяется как произведение $C_p(\lambda, 0)$, (2), (4), (6) [11]:

$$P_{tot} = P_{ред} + P_{Fe} + P_{Cu} + P_{мех} + \\ + P_{sw_t} + P_{cond_t} + P_{cond_d}; \\ \eta = \eta_T \eta_{ред} \eta_{АИН} \eta_{СГПМ} = \frac{P_T - P_{tot}}{P_T} \cdot 100, \%$$

где η – общий КПД ветроустановки; $\eta_T = C_p(\lambda, 0)$ – КПД турбины (КИМ), вычисляемый по второй формуле системы (1), $\eta_{СГПМ}$ – КПД СГПМ, $\eta_{АИН}$ – КПД инвертора.

Для определения зависимости КПД от скорости вращения ротора ветротурбины были определены потери для каждого из узлов ветрогенератора (турбины, СГПМ, редуктора, АИН).

Результаты моделирования. Для исследования созданной модели были использованы технические характеристики трехлопастной ветротурбины малой мощности с горизонтальной осью вращения типа Scirocco E5.6-6, которая производится компанией «Eoltec» [13]: номинальная

мощность ветрогенератора $P_{t_nom} = 6$ кВт, количество лопастей равно 3, номинальная скорость ветра $v_{nom} = 12$ м/с, диаметр турбины $D = 5.6$ м, момент инерции турбины $J_T = 3$ кг·м², максимальная скорость ветра $v_{max} = 20$ м/с, минимальная скорость ветра $v_{min} = 3.5$ м/с.

В качестве параметров СГПМ использованы параметры, приведенные в [14]: номинальная мощность СГПМ $P_{g_nom} = 5.6$ кВт; сопротивление статора $R_s = 1.53$ Ом; индуктивность статора $L_s = 39.1$ мГн; момент инерции генератора $J_g = 0.033$ кг·м²; число пар полюсов $p = 2$; потоко-сцепление ротора $\psi_r = 0.233$ Вб; номинальная механическая скорость ротора $\omega_{r_nom} = 1500$ об/мин; коэффициент вязкого трения $B_m = 0.002$.

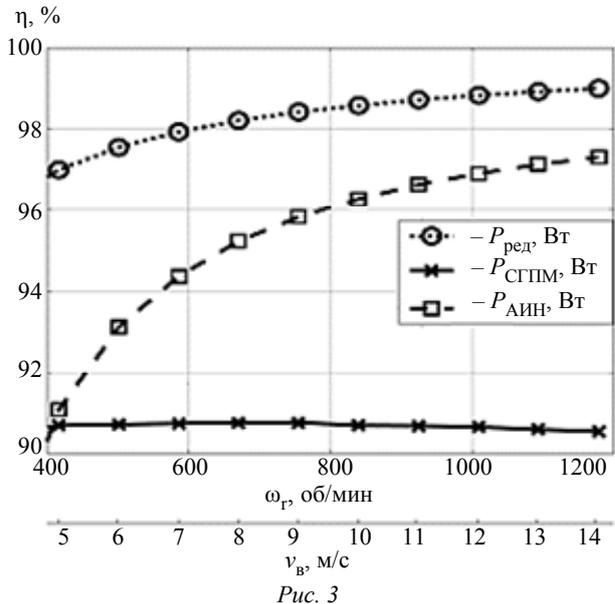
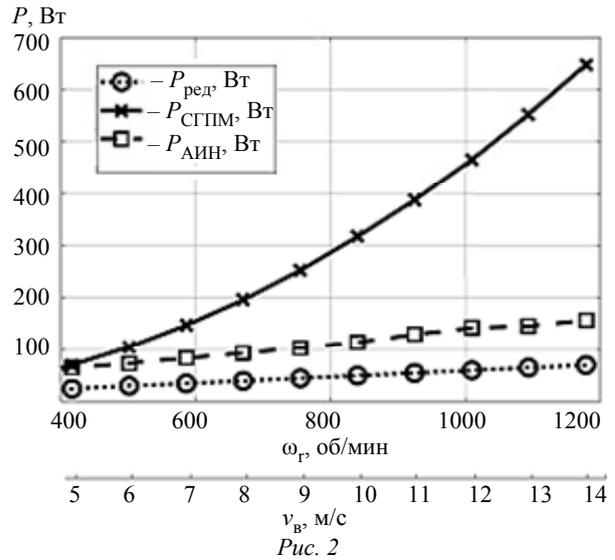
Потери ветрогенератора делятся на потери в самой электрической машине (механические и электрические), механические потери в редукторе, а также потери в инверторе (динамические и статические). Эти потери меняются с изменением скорости ветра (скорости вращения ротора СГПМ). Зависимость энергетических потерь в ветрогенераторе от скорости ветра дает полное представление о КПД ветроустановки. Данная зависимость представлена на рис. 2 (зависимости потерь от скорости вращения ротора СГПМ (скорости ветра)).

Зависимость потерь в редукторе, СГПМ и АИН от скорости вращения ротора СГПМ определяется для рабочего диапазона скорости ветра 5...14 м/с. Потери в СГПМ составляют 71 Вт при скорости ветра 5 м/с и растут с ее увеличением. При скорости ветра 14 м/с потери в СГПМ составляют 647 Вт.

Вторым источником потерь служит АИН, и эти потери составляют от 65 до 157 Вт при скорости ветра от 5 до 14 м/с соответственно.

Потери в редукторе составляют от 25 до 71 Вт при изменении скорости ветра от 5 до 14 м/с соответственно.

Зависимости КПД редуктора, СГПМ и АИН от скорости вращения ротора СГПМ, полученные при постоянном значении КИМ, показаны на рис. 3 (зависимости КПД от скорости ротора). При этом меняется быстроходность (отношение скорости турбины к скорости ветра).



Из рис. 2 и 3 следует, что с ростом скорости ветра растут потери в редукторе и в СГПМ, но при этом наблюдается и рост их КПД. Этот парадокс объясняется тем, что входная мощность ветра увеличивается быстрее, чем мощность потерь генератора: мощность ветра прямо пропорциональна кубу скорости ветра (1), а потери в синхронном генераторе прямо пропорциональны квадрату скорости генератора (3).

Наибольшие потери мощности наблюдаются в СГПМ. Вклад потерь в СГПМ в общие потери мощности ветроустановки растет с увеличением скорости ветра. С ростом скорости ветра потери мощности в СГПМ (квадратичная зависимость) растут быстрее, чем потери в редукторе и инверторе (линейные зависимости).

Рассмотрена математическая модель ветроэнергетической установки, содержащей в себе ветротурбину, редуктор, синхронный генератор с постоянными магнитами, систему векторного управления и автономный инвертор напряжения.

Для задания оптимальной скорости вращения турбины, при которой коэффициент использования мощности имеет максимальное значение при различных значениях скорости ветра, использован режим поддержания максимума мощности. Поддержание оптимальной скорости вращения ветротурбины обеспечивается с помощью системы векторного управления, которая, регулируя электрическую мощность генератора, изменяет крутящий момент на его валу.

Получены зависимости энергетических потерь и КПД для редуктора, синхронного генера-

тора и инвертора от скорости вращения ротора синхронного генератора. Для повышения точности определения потерь учтена зависимость эквивалентного сопротивления потерь от скорости вращения ротора генератора.

В ветроэнергетической установке источником наибольших потерь служит синхронный генератор. Например, потери в синхронном генераторе мощностью 6 кВт при номинальной скорости вращения ротора вдвое больше потерь в инверторе и вчетверо больше потерь в редукторе (253, 104, 45 Вт).

КПД генератора остается практически неизменным во всем рабочем диапазоне скоростей

С увеличением скорости ветра потери мощности ветроэнергетической установки растут, но при этом растет и ее КПД.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Johnson K. E. Adaptive torque control of variable speed wind turbines; NREL/TP-500-36265. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory, 2004.
2. Control of variable-speed wind turbines: Standard and adaptive techniques for maximizing energy capture / K. E. Johnson, L. Y. Pao, M. J. Balas, L. J. Fingersh // IEEE Trans. Control Syst. 2006. № 26. P. 70–81.
3. Comparison of wind power converter reliability with low-speed and medium-speed permanent-magnet synchronous generators / D. Zhou, F. Blaabjerg, T. Franke, M. Tonnes // IEEE Trans. Ind. Electron. 2015. № 62. P. 6575–6584.
4. Research of maximum power point tracking control for wind generator / D. V. Samokhvalov, A. I. Jaber, D. M. Filippov, A. N. Kazak, M. S. Hasan // IEEE Conf. of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). St. Petersburg, Moscow, Russia, 2020. P. 1301–1305.
5. Torki W., Grouz F., Sbita L. Vector control of a PMSG direct-drive wind turbine // Intern. Conf. on Green Energy Conversion Systems (GECS). Hammamet, Tunisia, 2017. P. 1–6.
6. Hui L., Zhe C. Design optimization and evaluation of different wind generator systems / 2008 Intern. Conf. on Electrical Machines and Systems, Wuhan, 2008. P. 2396–2401.
7. Sensorless PMSM drive implementation by introduction of maximum efficiency characteristics in reference current generation / Ž. Plantić, T. Marčić, M. Beković, G. Štumberger // Access J. 2019. Vol. 12 (18). P. 1–14.
9. Urasaki N., Senju T., Uezato K. A novel calculation method for iron loss resistance suitable in modeling permanent-magnet synchronous motors // IEEE Trans. Energy Convers. 2003. Vol. 18, № 1. P. 41–47.
10. Qiao W., Qu L., Harley R. G. Control of IPM synchronous generator for maximum wind power generation considering magnetic saturation // IEEE Transactions on Industry Applications. 2009. Vol. 45, № 3. P. 1095–1105.
11. Laczko (Zaharia) A., Brisset S., Radulescu M. Design of a brushless DC permanent-magnet generator for use in micro-wind turbine applications // Intern. J. of Applied Electromagnetics and Mechanics. 2018. Vol. 56. P. 3–15.
12. STGW39NC60VD. 40 A – 600 V – very fast IGBT – © 2008 STMicroelectronics. URL: <https://www.st.com/resource/en/datasheet/stgw39nc60vd.pdf> (дата обращения 18.11.2020).
13. Обухов С. Г., Сарсикеев Е. Ж. Математическая модель ветротурбины малой мощности в MatLab Simulink // Альтернативная энергетика и экология. 2012. № 02 (106). С. 42–48.
14. Wafik W., Abd El-Geliel M., Lotfy A. PMSG fault diagnosis in marine application // 20th Intern. Conf. on System Theory, Control and Computing (ICSTCC). Sinaia, 2016. P. 626–631.

A. I. Jaber, F. Sh. Almahturi, D. V. Samokhvalov
Saint Petersburg Electrotechnical University

POWER LOSSES IN A WIND POWER PLANT WITH MAXIMUM POWER POINT TRACKING AND VECTOR CONTROL OF A SYNCHRONOUS GENERATOR

Ensuring the optimal speed of rotation of the turbine, at which the maximum electric power is extracted from the wind energy, is achievable using the maximum power point tracking and vector control of the synchronous generator. The mechanical losses in the gearbox and in the synchronous machine are determined, the steel losses in the synchronous machine and the switching losses in the voltage source inverter are taken into account. The dependences of the efficiency of a gearbox, a synchronous machine, a voltage source inverter and the overall efficiency of a wind power plant on the speed of rotation of a wind turbine rotor are obtained.

Wind energy conversion system, permanent magnet synchronous generator, maximum power point tracking, field-oriented control, power losses, efficiency
