

УДК 621.311.24, 621.314.632

Д. В. Самохвалов, А. И. Джабер

Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В. И. Ульянова (Ленина)

Математическая модель ветротурбины малой мощности с горизонтальной осью

Рассматривается математическая модель ветротурбины малой мощности с горизонтальной осью для системы преобразования механической энергии ветра в механическую энергию ротора генератора. Модель описывает аэродинамические процессы и процессы механического преобразования энергии. Полученная математическая модель использована для разработки оптимального закона управления, обеспечивающего максимизацию выходной (генерируемой) мощности при изменении скорости ветра. Математическая модель ветротурбины исследована с использованием программы визуального моделирования Simulink. Рассматривается математическая модель ветротурбины мощностью 20 кВт. В результате моделирования получена механическая характеристика ветротурбины и определено значение максимума коэффициента использования мощности турбины при пренебрежении потерями мощности в редукторе и инверторе. Максимизация выходной мощности ветротурбины при изменении скорости ветра осуществляется за счет изменения угла атаки лопастей турбины.

Ветряная турбина с горизонтальной осью, коэффициент использования мощности, быстроходность, выходная мощность турбины

Потребление энергии невозобновляемых источников ведет к их полному исчерпанию, поэтому развитие альтернативной энергетики является неотвратимой реальностью. Спрос на электроэнергию и необходимость минимизации экологических проблем привели к увеличению использования возобновляемых источников электроэнергии. Наибольший интерес среди них представляют ветрогенераторы.

Системы генерации электроэнергии на основе энергии ветра используют преобразование ее кинетической энергии в механическую энергию вращения генератора. Используя математическое описание идеализированной ветротурбины можно оценить величину скорости, при которой мощность турбины и КПД системы максимальны.

Идеализация турбины состоит в принятии допущений о том, что при вращении турбины не происходит сжатия воздуха и отсутствуют потери мощности в редукторе и инверторе. Учитываются только потери мощности из-за наличия выдуваемого на выходе турбины потока воздуха, не участвующего в создании момента.

В [1] представлен оригинальный метод моделирования ветротурбин малой мощности по данным их технической спецификации.

В данной статье описывается усовершенствованная математическая модель, которая учитывает коэффициент C_P использования мощности, а также возможность управления мощностью с помощью изменения угла атаки β . Предлагаемая математическая модель применена для определения оптимального по выходной мощности значения быстроходности λ .

Целью работы являлось определение скорости турбины, соответствующей максимально достижимому КПД и исследование мощностных, механических и аэродинамических характеристик ветротурбины.

Математическое описание аэродинамики ветротурбины. Механическую мощность P_T [Вт], извлекаемую ветротурбиной из мощности ветра P_w , можно определить в виде уравнения [2]

$$P_T = \frac{\rho A_t v_w^3 C_P}{2}, \quad (1)$$

где $\rho = 1.225 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха; A_t – площадь сечения турбины, через которую дует ветер, м^2 ; v_w – скорость ветра, м/с ; $C_P = P_T/P_w$ – коэффициент использования мощности (отношение мощности турбины к мощности ветра).

КПД турбины зависит от ее аэродинамических характеристик и ориентации турбины относительно потока ветра.

Значение коэффициента C_P меняется при изменении соотношения скорости лопастей и ветра. Отношение скорости лопастей v_b к скорости ветра v_w называется быстроходностью турбины λ и его значение определяется уравнением

$$\lambda = \frac{v_b}{v_w} = \frac{\omega R}{v_w}, \quad (2)$$

где R – радиус турбины, м ; ω – угловая скорость в валу турбины, рад/с .

Зависимости коэффициента использования мощности C_P от угла атаки β и быстроходности λ могут быть получены из прямых измерений турбины при ее работе.

Точное определение величины C_P требует сложного математического описания. Для вычисления C_P будут использованы приближенные аппроксимационные уравнения, полученные для β и λ на основе экспериментальных измерений [2]–[4]:

$$C_P(\lambda, \beta) = C_1(C_2/\lambda_i - C_3\beta - C_4)^{C_5/\lambda_i} - C_6\lambda, \quad (3)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + C_7\beta} - \frac{C_8}{\beta^3 + 1}, \quad (4)$$

где C_1, C_2, \dots, C_8 – постоянные, которые зависят от аэродинамической характеристики турбины. Для каждой турбины значения этих коэффициентов имеют свои величины, в качестве примера воспользуемся данными [2]–[3]: $C_1 = 0.5, C_2 = 116, C_3 = 0.4, C_4 = 0, C_5 = 5, C_6 = 21$.

Крутящий момент, создаваемый турбиной, может быть выражен как функция скорости ветра v_w , который действует на ее лопасти, коэффициента использования мощности C_P и геометрических размеров турбины (радиуса R и площади сечения турбины A_t):

$$T_T = \frac{1}{2\lambda} \rho A_t R v_w^2 C_P(\lambda, \beta),$$

где $\rho = 1.225 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха на уровне моря; A_t – площадь сечения турбины, через которое дует ветер, м^2 ; v_w – скорость ветра, м/с .

Динамика ветротурбины с горизонтальной осью может быть описана с использованием двух вращающихся масс, одна из которых представляет ротор турбины, а вторая – ротор генератора.

Соединение между ними может быть выполнено через редуктор или напрямую (без редуктора). При вращательном движении инерционности, обусловленные массами роторов, характеризуются моментами инерции. Двухмассовая динамическая модель механического движения турбины и генератора учитывает явление упругости (демпфирование и кручение валов). Схема двухмассовой системы «ветротурбина–генератор» показана на рис. 1, где J_T – момент инерции ветротурбины; J_g – момент инерции генератора; T_T – крутящий момент турбины, зависящий от скорости ветра и коэффициента использования мощности; T_g – крутящий момент на валу генератора, зависящий от нагрузки (выходной электрической мощности); ω_r – частота вращения турбины; ω_{rg} – частота вращения турбины, приведенная к валу генератора ($i\omega_r$); ω_g – частота вращения генератора; k – коэффициент упругости вала; i – коэффициент редукции (коэффициент умножения скорости).

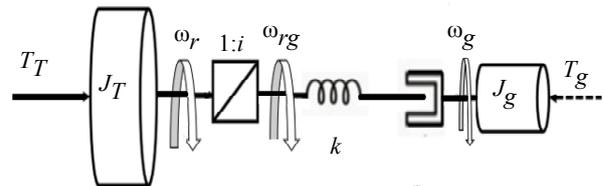


Рис. 1

Двухмассовая модель (рис. 1) описывается следующими уравнениями [2]:

$$T_{T_g} = i^{-1} T_T,$$

$$\omega_{rg} = k \omega_r,$$

$$\sum J_{T_g} = J_g + k^{-2} J_T,$$

где T_{T_g} – крутящий момент турбины, приведенный к валу генератора, а $\sum J_{T_g}$ – суммарный момент инерции ветротурбины и генератора.

При этом уравнение вращательного движения имеет вид

$$T_{T_g} - T_g = \sum J_{T_g} \frac{d\omega_{rg}}{dt}. \quad (5)$$

Уравнение (5) отражает только динамику вращательного движения ротора турбины при пренебрежении кручением и демпфированием валов.

Моделирование аэродинамики ветротурбины в Simulink. Для моделирования ветротурбины использованы данные технической спецификации ветрогенератора EnergyWind 20 [5], основные технические характеристики которого приведены в таблице.

Данные	Значение
Номинальная мощность ($P_{ном}$), кВт	20
Количество лопастей	3
Номинальная скорость ветра ($v_{ном}$), м/с	10.5
Диаметр турбины (D), м	9
Суммарный момент инерции ветротурбины и генератора ($J_{\Sigma T_g}$), кг·м ²	6.8
Максимальная скорость ветра (v_{max}), м/с	30
Стартовая скорость ветра (v_{min}), м/с	3
Плотность воздуха (ρ), кг/м ³	1.225
Коэффициент передаточного числа	10
Высота мачты, м	12/18/24

Визуальное представление математической модели, составленной в Simulink, показано на рис. 2. При построении модели использованы уравнения (1)–(5). Схема блока вычисления коэффициента использования мощности C_p приведена на рис. 3.

Далее приведены графики зависимости мощности от скорости (рис. 4) и механические характеристики ветротурбины (рис. 5) при угле атаки лопастей $\beta = 0$ для разных значений скорости ветра (от 4 до 16 м/с). На рис. 4: P_T – механическая мощность турбины, кВт; ω_t – угловая частота

та вращения турбины, об/мин. На рис. 5: T_m – механический момент на валу ветротурбины, Н·м.

Из механических характеристик ветротурбины (рис. 5) следует, что при угле атаки лопастей $\beta = 0$, при изменении значения скорости ветра от 4 до 16 м/с и при изменении частоты вращения турбины максимальный механический момент ветротурбины составляет 640 Н·м и наблюдается при скорости ветра $v_w = 16$ м/с.

Для каждого значения скорости ветра существует определенная частота вращения, при которой обеспечивается максимальная мощность турбины. Управление, при котором переход от одной механической кривой до другой происходит по точкам максимумов, называется режимом поддержания максимума мощности (MPPT). На рис. 4 точки максимума выходной мощности для разных значений скорости ветра от (от 4 до 16 м/с) соединены между собой. Полученная линия показывает типовую зависимость механической мощности ветротурбины в режиме MPPT.

В режиме поддержания максимума мощности при изменении скорости ветра, изменении частоты вращения турбины и угле атаки лопастей $\beta = 0$ полученная максимальная мощность на выходе турбины составляет 14.5 кВт и наблюдается при скорости ветра $v_w = 16$ м/с.

Аэродинамические характеристики (зависимости коэффициента C_p использования мощности от быстроходности λ) представлены на рис. 6

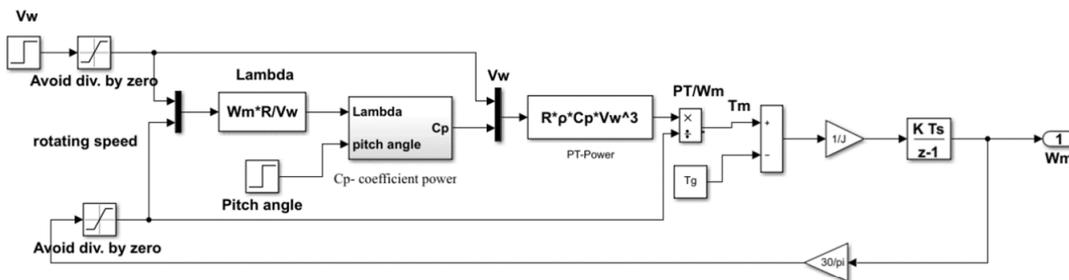


Рис. 2

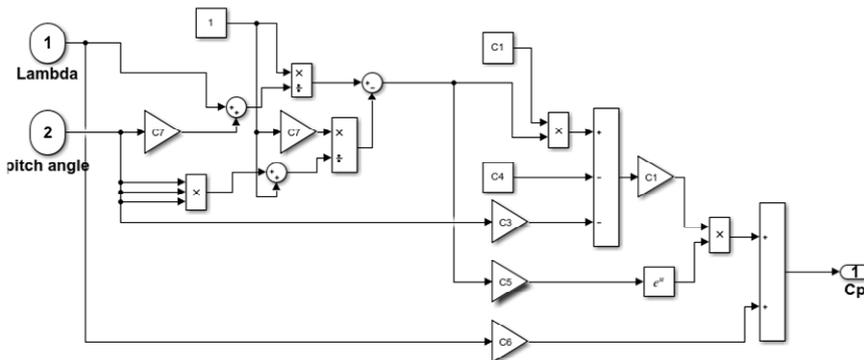


Рис. 3

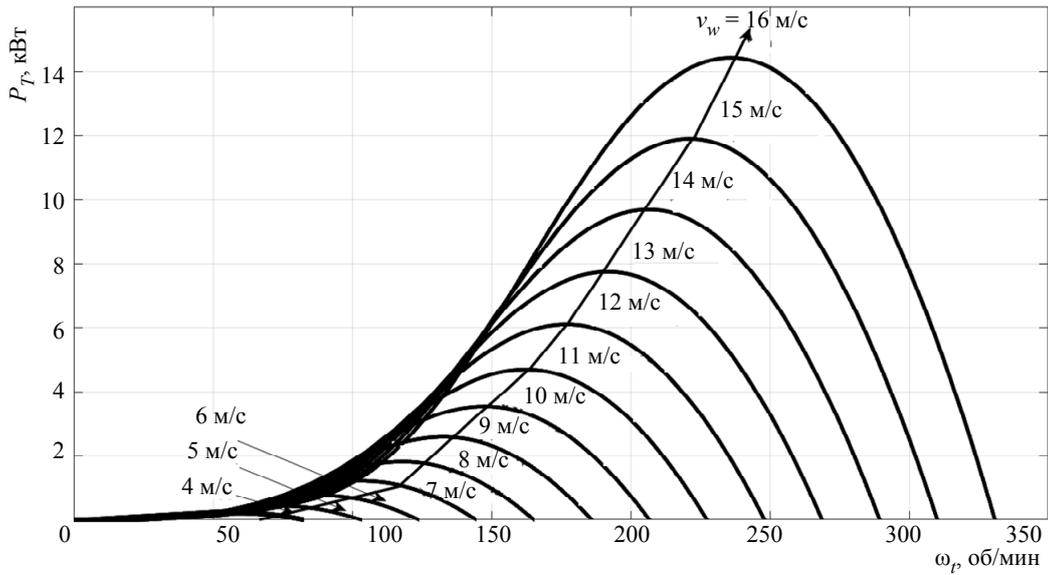


Рис. 4

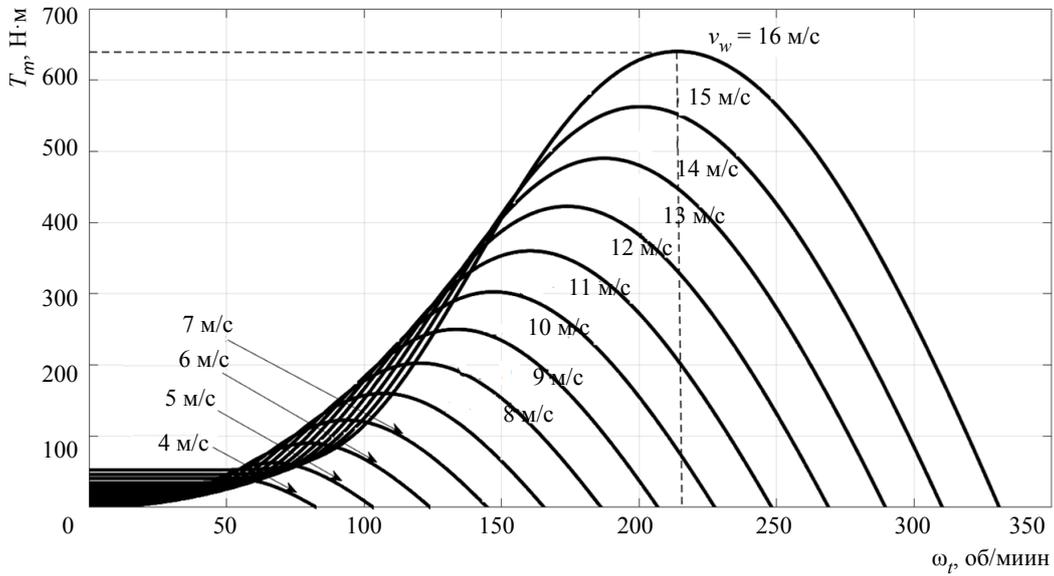


Рис. 5

(кривая 1: $\beta = 0$, кривая 2: $\beta = 6$). Максимальное значение коэффициента использования мощности ветра C_P составляет 0.48 и наблюдается при угле атаки лопастей $\beta = 0$.

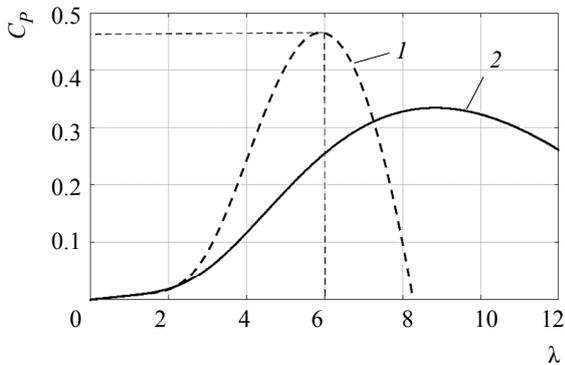


Рис. 6

При этом величина быстроходности равна 6.

Физически, чем больше угол атаки β , тем меньше эффективная площадь потока ветра. Из рис. 6 видно, что, чем больше угол атаки, тем меньше коэффициент использования мощности. Для каждого конкретного значения угла атаки β существует оптимальное значение быстроходности λ , при котором коэффициент использования мощности C_P максимален.

Для проверки правильности предложенной модели в качестве входных данных были использованы данные, приведенные в работе [1]. На рис. 7 показана зависимость мощности турбины от частоты вращения при скорости ветра 12 м/с, $P_{ном}$ – номинальная мощность, кВт.

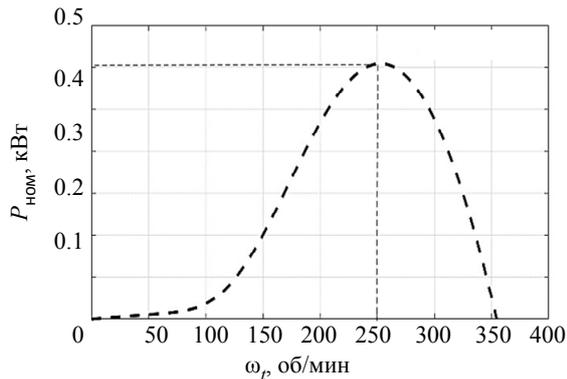


Рис. 7

Полученная на рис. 7 максимальная мощность (6 кВт) совпадает со значением мощности, полученной в [1].

Выводы. Разработана математическая модель аэродинамики ветротурбины с горизонтальной

осью. Составлена имитационная модель ветроустановки в Simulink для различных значений скорости ветра (4...16 м/с). Рассмотрено влияние угла атаки лопастей на быстроходность турбины.

Получена зависимость мощности ветротурбины от ее скорости и определено значение максимума коэффициента использования мощности турбин.

Максимальное значение КПД наблюдается при быстроходности, равной 6, а значит, угловая скорость турбины должна составлять порядка 20 рад/с. Учитывая карту ветров Северо-Западного региона России и сезонное распределение ветра, можно утверждать, что среднее значение скорости ветра и турбины будет ниже номинальных. Поэтому при расчете ветрогенератора необходимо закладывать режим недоиспользования мощности электрического генератора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обухов С. Г. Метод моделирования механических характеристик ветротурбин малой мощности // Альтернативная энергетика и экология – ISJAEE. 2011. № 1. С. 10–15.

2. Emulation of Wind Turbines / D. Martinello, E. G. Carati, P. J. da Costa, R. Cardoso, C. M. O. Stein. URL: <https://cdn.intechopen.com/pdfs/50818.pdf> (дата обращения 10.12.2019).

3. Slootweg J. G., Polinder H., Kling W. L. Representing wind turbine electrical generating systems in funda-

mental frequency simulations // IEEE Transactions on Energy Conversion. 2003. Vol. 18, № 4. P. 516–524.

4. Blackwood M. Arcadii Grinshpan Maximum Efficiency of a Wind Turbine, Undergraduate // J. of Mathematical Modeling: One + Two. 2016. Vol. 6, № 2. С. 1–12.

5. Ветровые электростанции. URL: <http://www.turbine-diesel.ru/sites/default/files/Catalogue/WindEnergy.pdf> (дата обращения 10.10.2019).

D. V. Samokhvalov, Ahmed Ibrahim Jaber
Saint Petersburg Electrotechnical University

THE MATHEMATICAL MODEL OF SMALL SCALE WIND TURBINE WITH A HORIZONTAL AXIS

The mathematical model of a small scale power wind turbine with a horizontal axis has been developed for a system converting mechanical wind energy to mechanical energy of a generator rotor. The model describes aerodynamic processes and mechanical energy conversion processes. The resulting mathematical model is used to develop an optimal control law that maximizes the output (generated) power when the wind speed changes. The mechanical characteristic of the wind turbine is considered and value of maximum power coefficient of utilization of the turbine power is obtained, while neglecting the power losses in the reducer and inverter. The model is developed by Matlab Simulink software.

Wind turbine with a horizontal axis, power coefficient, speed, output power