

# Динамическое моделирование работы ветроагрегата в условиях сложного рельефа местности

ПЕРФИЛЬЕВ Д.К., КОЙВУНИЕМИ А., ПЁРХОНЕН О., БАКМАН Я.

*Представлена динамическая модель ветроагрегата, состоящая из блоков аэродинамических расчётов, модели генератора, а также систем контроля за скоростью вращения и углом поворота лопастей. Предложенная методика сравнивается с традиционным подходом расчёта, основанном на мощностной характеристике.*

**Ключевые слова:** ветроагрегат, динамическая модель, нестационарная теория моментов

При подготовке плана строительства ветростанции наиболее важной частью является оценка ресурсов ветра в предполагаемом месте установки. Соответствующие методики основаны на непосредственных измерениях скоростей и направлений ветра; на использовании атласов и каталогов, содержащих данные многолетних наблюдений, а также на топографических моделях местности. Анализ проводится с помощью специального программного обеспечения (например WAsP). Для расчёта годовой выработки энергии также необходима детальная информация о характеристиках предполагаемого ветроагрегата. В качестве основной информации о ветроагрегате промышленное программное обеспечение использует характеристику мощности – зависимость мощности от скорости ветра. Данная характеристика получается с помощью экспериментов или моделирования при стандартных условиях [1] и может быть использована только в небольших отклонениях от исходных значений. По этой причине при расчётах программное обеспечение вводит корректирующие факторы, которые основаны на измерениях профиля ветра и турбулентности.

На территориях со сложным рельефом местности: лесами, горами и прочими препятствиями, вертикальный профиль ветра может кардинально отличаться от проектного. В таком случае допущения о виде характеристики мощности ветроагрегата могут быть неправомерными. Более того, промышленное программное обеспечение неточно при моделировании более сложного профиля ветра, не подчиняющегося классическим законам. Большая часть территории таких стран как Россия и Финляндия, покрытая лесом, относится именно к этой категории. Данное исследование рассматривает работу единичного ветроагрегата в условиях сложно-

*A dynamic model of a wind power unit is presented, which consists of aerodynamic calculation units, a generator model, and systems for control of rotation frequency and blade turning angle. The Perfil'yev proposed procedure is compared with the traditional calculation carried out on the basis of a power characteristic.*

**Key words:** wind power unit, dynamic model, unsteady theory of torques

го рельефа местности с использованием динамического моделирования и нестационарной теории моментов для элементов лопастей (ТМЭЛ).

Необходимая для расчётов информация по аэродинамическим и механическим свойствам ветроагрегата основана на данных по экспериментальной турбине WindPACT мощностью 1,5 МВт Национальной лаборатории возобновляемой энергетики (США). Единственным допущением является то, что конструкция предполагается безредукторной. Выбор именно этого агрегата обоснован наличием информации в открытом доступе. Данные по ветроресурсам создаются искусственно и содержат посекундные значения за период в одну неделю.

При анализе динамически изменяющегося потока ветра необходимо использовать нестационарную теорию моментов [2], где представлены методика для создания динамической модели ветроагрегата и расчёт выработки энергии с использованием именно этой теории. Модель состоит из блоков аэродинамических расчётов, генератора и устройств контроля, созданных и функционирующих в среде Simulink/Matlab. Проводится сравнение предлагаемой модели с методикой, основанной на характеристике мощности и скорости ветра на высоте башни.

**Описание динамической модели.** Общий вид блочной динамической модели ветроагрегата представлен на рис. 1.

Для определения выработки энергии при постоянной скорости ветра достаточно применить классическую теорию моментов для элементов лопастей, разделяя лопасть на секции [2]. В действительности же воздушный поток является переменным, и поэтому следует применять зависимую от времени или нестационарную теорию моментов, которая позволяет учитывать предыдущее положение

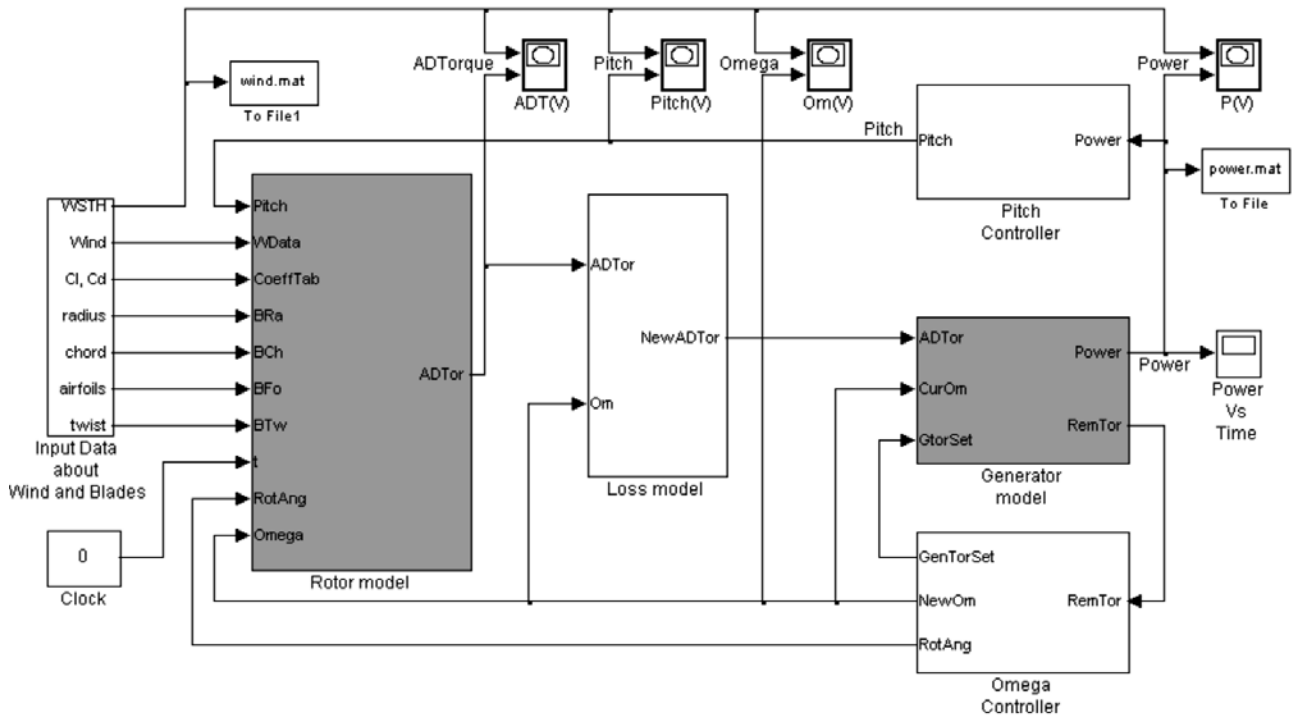


Рис. 1. Динамическая модель ветроагрегата в среде Simulink

ние ротора во времени и его влияние на следующий временной интервал. Задача нестационарной теории моментов в том, чтобы определить крутящий момент на валу турбина–генератор, создаваемый каждой лопастью в отдельности. На следующем шаге легко найти суммарный крутящий момент. Момент, создаваемый при вращении лопастей умноженный на угловую скорость, определяет аэродинамическую мощность ветроагрегата:

$$P_{\text{рот}} = w_{\text{рот}} T. \tag{1}$$

Скорость ветра, как правило, возрастает с высотой над поверхностью земли. Это значит, что на лопасти ветроагрегата будут действовать различные силы в зависимости от их положения в вертикальной плоскости вращения. Следовательно ротор ветротурбины не должен рассматриваться как жёсткая система вращающихся лопастей, а именно как система лопастей поделённых на секции. В таком случае учитывается разница в силах действующих на секции лопастей в зависимости от их азимутальной позиции. Это обстоятельство особенно важно при изучении эффективности ветротурбин с большим диаметром лопастей.

Рассматриваемая ветротурбина обладает системой контроля переменной скорости и угла поворота лопастей. Корректировка скорости вращения используется для отслеживания оптимального передаточного числа, при котором вырабатывается максимальная мощность. Система поворотной

конструкции лопастей работает на то, чтобы ограничить аэродинамическую мощность ветроагрегата на высоких скоростях ветра для предотвращения перегрузки электрических компонентов и механических повреждений. Скорость вращения и угол поворота лопастей должны меняться динамически с изменением скорости набегающего воздушного потока. Для этих целей применяются пропорциональный и интегральный контроллеры.

Динамика вращающегося ротора описывается уравнением

$$\frac{dw_{\text{рот}}}{dt} = \frac{T_{\text{рот}} - T_{\text{ген}}}{J}, \tag{2}$$

где  $J$  – момент инерции системы турбина–генератор.

В данном случае момент инерции был рассчитан в предположении, что носовой обтекатель представляет собой сплошной цилиндр, лопасти – стержни, прикреплённые к обтекателю. Соответствующие массы и размеры взяты из [3]. Момент инерции безредукторного генератора принят равным  $0,5 \times 10^6$  кгж<sup>2</sup>. Итоговое значение момента инерции системы турбина–генератор равно примерно  $5,5 \times 10^6$  кгж<sup>2</sup>.

**Контроль скорости вращения генератора и угла поворота лопастей.** Момент на валу генератора связан с его скоростью вращения следующим уравнением:

$$T_{\text{ген}} = \frac{1}{2} \rho r p \frac{w_{\text{рот}}^2 R^5}{l_{\text{опт}}^3} C_{p \text{ max}} = K w_{\text{рот}}^2. \tag{3}$$

Как видно, крутящий момент генератора пропорционален квадрату угловой скорости вращения вала [2]. Коэффициент пропорциональности  $K = 91520 \text{ Нж/рад}^2$  (при  $R = 35 \text{ м}$ ,  $l_{\text{опт}} = 8$ ,  $C_{p \text{ max}} = 0,46$ ,  $\rho = 1,229 \text{ кг/м}^3$ ).

Поворотная система лопастей работает в моменты, когда аэродинамическая мощность турбины превышает номинальную мощность электрогенератора. Создаваемая аэродинамическая мощность может быть снижена за счёт уменьшения угла атаки воздушного потока. Закон изменения угла поворота лопасти определяется уравнением

$$\frac{dq_{\text{рот}}}{dt} = \frac{K_I (P - P_{\text{ном}})}{1 + \frac{q_{\text{рот}}(t)}{K_K}}, \quad (4)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная мощность электрогенератора (в данном случае составляет 1,5 МВт);  $K_I$  – интегральный коэффициент контроллера;  $K_K$  – постоянная усиления ( $K_I$ ,  $K_K$  определяются экспериментально с целью достичь заявленных требований устойчивости системы и сохранения угла поворота в разумных пределах; в данном случае их значения приняты на уровне  $10$  и  $10^{-6}$  град/(Втж) соответственно).

**Механические и электрические потери.** При преобразовании энергии из механической в электрическую возникают потери. Иногда потери на трансформацию напряжения включают в передаточные и распределительные потери. Для точного анализа потерь они должны моделироваться как функции от нагрузки, как описано, например, в [4]. Для нашего случая зависимость потерь электромеханической системы ветроагрегата от нагрузки может быть найдена из отчёта Национальной лаборатории возобновляемой энергетики (США) [3]. Однако детальный анализ потерь в данной статье не рассматривается. Суммарные потери были приняты постоянными на уровне 5%. Это значение использовано в обеих методиках, рассматриваемых в данной статье.

**Расчет выработки энергии с использованием мощностной характеристики ветроагрегата.** Выработка энергии ветроагрегатом рассчитывается по классическому уравнению [5]:

$$E = T \int_0^{\infty} pr(u) P(u) du, \quad (5)$$

где  $T$  – расчётный период времени;  $u$  – скорость ветра на высоте носового обтекателя (гондолы);  $pr(u)$  – вероятность возникновения скорости ветра  $u$ ;  $P(u)$  – мощность, генерируемая при скорости ветра  $u$ .

Данный метод, основанный на характеристике мощности ветроагрегата, широко используется большинством ветроэнергетических программ [5–7].

Характеристика  $P(u)$  была получена с использованием метода динамического моделирования и синтетических входных данных по скорости ветра. В данном случае скорость ветра медленно и линейно изменялась от 0 до 25 м/с. Значение генерируемой мощности было разбито на 50 интервалов скоростей и усреднено в его пределах. Данная методика используется стандартом МЭК при определении характеристики мощности ветроагрегатов [1]. Полученная характеристика представлена на рис. 2.

Аналогичным образом используемые данные по скорости ветра были разделены на скоростные интервалы. Интеграл уравнения (5) определён с помощью стандартного метода прямоугольника:

$$E \approx T \sum_{n=0}^{50} pr(n) P(n). \quad (6)$$

**Данные по скорости ветра.** Для исследования моделей использовались синтетические данные по скоростям ветра, основанные на аналогичных реальных измерениях комплексом LIDAR в юго-восточном регионе Финляндии. Данные представляют собой значения скоростей ветра на высоте от 40 до 200 м с шагом 20 м и временным интервалом в 1 с. Общий объём исследуемых данных – 168 ч или одна неделя, в которой присутствуют периоды с малой, средней и высокой скоростью ветра. Данные о скорости ветра на высоте башни ( $H = 84 \text{ м}$ ) представлены на рис. 3.

Динамическая модель использует данные непосредственно. С интервалом в 1 с общее число данных составило 604800. Для анализа выработки энергии с использованием характеристики мощно-

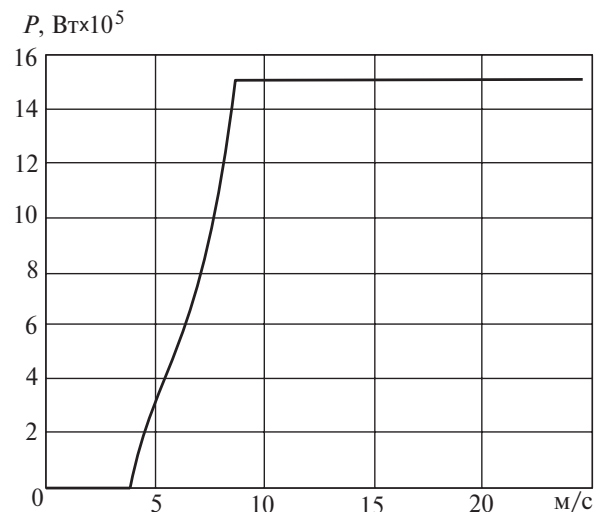


Рис. 2. Расчётная характеристика мощности ветроагрегата

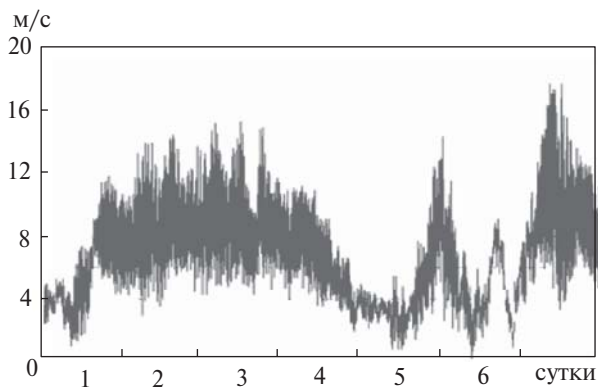


Рис. 3. Изменение скорости ветра на высоте башни

сти необходимо найти распределение скоростей ветра за рассматриваемый период. Самый широко распространённый вид такого распределения это распределение по Вейбулу, однако на практике оказалось, что вид кривой не описывает реальное распределение с достаточной точностью и гибкостью, как видно из рис. 4.

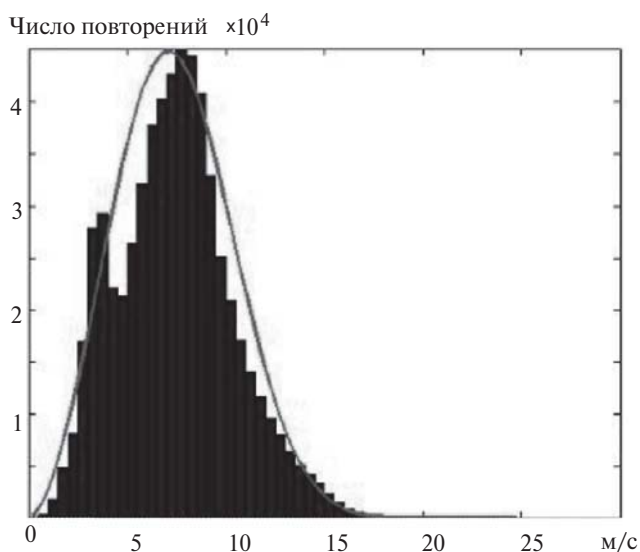


Рис. 4. Повторяемость скоростей ветра и кривая распределения по Вейбулу

Причина этому — малый временной промежуток исследования. Как итог — при расчёте выработки энергии с помощью характеристики мощности было принято решение использовать ступенчатый график распределения скоростей ветра вместо кривой Вейбула.

**Сравнение методов.** Методика расчёта по характеристике мощности используется в большинстве проектных приложений и поэтому может быть принята за базовую. Однако результаты, полученные с помощью предложенной динамической модели ветрогенератора, ближе к реальности, поскольку учитывают изменение скорости ветра с изменением высоты — фактор, который игнориру-

ется методикой, использующей характеристику мощности.

Расчёты по базовому методу показали, что за рассмотренный период времени ветрогенератор произвёл 144,1 МВт⋅ч. Аналогичные расчеты по скоростям ветра с использованием динамической модели определили выработку энергии на уровне 149,2 МВт⋅ч, что на 3,5% больше. Используя, например, стимулирующий тариф на энергию, полученную с помощью ветровых станций, на уровне 83,5 €/МВт⋅ч [8] и принимая число часов работы с установленной мощностью на уровне 2400 ч/год [9], при увеличении выработки на 3,5% можно получить дополнительную прибыль в 11 тыс.€/турбину в год, или около 2,2 млн евро для небольшой ветростанции с установленной мощностью 15 МВт за расчётный период работы в 20 лет. Таким образом, использование базового метода ведёт к большой ошибке, что в конечном счёте не может не влиять на принятие решения о строительстве ветростанции.

Для подобного расхождения имеется несколько причин. Во-первых, динамическая модель учитывает изменение скорости ветра с высотой и соответствующее асимметричное распределение генерируемой энергии каждой лопастью в отдельности в зависимости от их положения в вертикальной плоскости вращения. Фактор резкого изменения скорости ветра с высотой ярко выражен на территориях со сложным рельефом местности, в частности в Финляндии с её огромными лесными массивами. Для огромной территории России это также актуально.

Во-вторых, динамическая модель, использующая нестационарную теорию моментов для элементов лопасти, учитывает переходные процессы, возникающие вследствие спонтанного изменения скорости набегающего воздушного потока. Использование характеристики мощности напротив предполагает мгновенное изменение мощности в зависимости от скорости ветра.

**Вывод.** Представленная динамическая модель ветроагрегата создана в среде Simulink/Matlab. Основу модели составляет нестационарная теория моментов для элементов лопасти, учитывающая переходные процессы, связанные с непостоянством скорости ветра. Основные блоки системы включают в себя блоки аэродинамических расчётов, модель генератора, блоки управления и контроля. Разработанная методика позволяет учитывать непостоянство скорости ветра с высотой. Необходимая информация по аэродинамике и механике основана на реальном прототипе ветроагрегата WindPACT 1,5 МВт.

Сравнительный анализ показал, что рассчитываемая выработка с помощью динамической модели можно получить на 3,5% больше предполагаемой энергии, чем при расчёте классическим методом с использованием характеристики мощности. Таким образом, можно утверждать, что следует использовать динамическую модель ветроагрегата как отвечающую реальной ситуации, при которой необходимо учитывать распределение скорости ветра с высотой, а также динамическую природу ветра. Очевидно, что в каждом конкретном случае это непосредственно влияет на принятие конечного решения о возведении ветростанции.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. IEC 61400-12-1 Ed.1: Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines.
2. Hansen M.O.L. Aerodynamics of Wind Turbines, 2nd Edition, London: Earthscan, 2008.
3. Bywaters G., John V. et al. Northern Power Systems WindPACT Drive Train Alternative Design Study Report, 2005.
4. Tiainen R. Utilization of Time Domain Simulator in the Technical and Economic Analysis of a Wind Turbine Electric Drive Train. – LUT Energy, Lappeenranta University of Technology, 2010.
5. Manwell J.F., McGovan J.G., Rogers A.L. Wind Energy Explained, 2nd Edition. – Wiley, 2009.
6. Mortensen N.G., Heathfield D.N., Rathmann O. and Nielsen M. Wind Atlas Analysis and Application Program: WAsP 10 Help Facility, 2009.

7. Garrad Hassan and Partners Ltd. GH WindFarmer. 4.1 Theory Manual, 2010.

8. Finnish Government Hallituksen esitys Eduskunnalle laiksi uusiutuville energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta, HE 152/2010, 2010 [Government Bill on production support for electricity produced with renewable sources of energy] (на финском).

9. VTT Technical Research Centre of Finland Tuulivoiman tuotantotilastot vuosiraportti. 2009. VTT-WORK-145, 2010 [Wind energy statistics of Finland, Yearly report 2009] (на финском).

[5.04.11]

*Авторы: Перфильев Даниил Константинович получил степень магистра по направлению «Электроэнергетика» в Московском энергетическом институте (МЭИ (ТУ)) и в Лаперантском технологическом университете (ЛУТ – Финляндия) в 2010 г. Научный работник и аспирант Лаборатории динамики потоков ЛУТ и кафедры нетрадиционных и возобновляемых источников энергии МЭИ (ТУ).*

*Койвуниеми Аапо закончил ЛУТ в 2011 г. Научный работник Лаборатории прикладной математики ЛУТ.*

*Пёрхонен Олли окончил ЛУТ в 1990 г. Работал в качестве научного сотрудника в компании АВВ и Генеральным исполнительным директором в Switch Oy. Защитил докторскую диссертацию в 1998 г. Профессор ЛУТ.*

*Бакман Яри окончил ЛУТ в 1983 г. Защитил докторскую диссертацию в 1996 г. Профессор Лаборатории динамики потоков ЛУТ.*

\* \* \*

### Уважаемые авторы!

Редакция публикует при каждой статье краткие сведения об авторах. В связи с этим просим вас при направлении статьи в редакцию сообщать:

полные имена и отчества всех авторов;

какой факультет, какого вуза и когда закончил;

когда получил ученую степень, где и по какой тематике (теме) была защита; место работы и должность.

Кроме того, напоминаем, что на каждую статью следует представлять краткий (4–5 предложений) реферат на русском и английском языках (включая название), а также ключевые слова.