

УДК 621.658.012.531

DOI: 10.22213/2410-9304-2021-3-74-81

Методы повышения эффективности управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата

В. И. Буяльский, кандидат технических наук, Севастопольский государственный университет, Севастополь, Россия

Произведено обоснование актуальности способа эффективного автоматизированного управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата, направленного на минимизацию вибрации всех элементов роторных систем на основе уменьшения ошибки рассогласования между угловой скоростью ротора ветротурбины и ротора генератора, что способствует улучшению показателей надежности электроснабжения основного управления в условиях неполной информации о характеристиках метеорологических и электроэнергетических условий, существенно изменяющихся во времени.

Предложен метод управления процессом производства электроэнергии путем построения оптимизационной модели, которая бы охватывала управление не только с помощью угла поворота лопастей электрогенератора, но и учитывала условия вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата – а это динамический анализ частотных взаимодействий всех элементов роторных систем и силовых взаимодействий от лопастных элементов, как одной из составляющих ветровой нагрузки.

Сделан обзор основных способов управления ветротурбинами, который показал, что использование какого-либо из них зависит от предусматриваемой цели управления и от доступности информации о системных параметрах и обратной связи, и не решает проблемы выравнивания угловой скорости ротора ветротурбины и ротора генератора без ошибки рассогласования между ними, что порождает ударные нагрузки, а следовательно, вибрацию роторных систем.

Решена задача определения и описания всех элементов роторных систем энергоагрегата. Составлено дифференциальное уравнение угловой скорости ротора ветротурбины. Построены передаточные функции динамических звеньев роторных систем для автоматического регулирования с учетом влияния скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии, их структурная схема и график переходного процесса регулирования угловой скорости ротора ветротурбины.

Ключевые слова: метод, управление, вибрация, нагрузка, привод, ветротурбина, роторная система.

Введение

Современная технология производства электроэнергии путем использования энергии ветра имеет ряд проблем, которые негативным образом влияют на повышение эффективности преобразования энергии. Широко используемые методы управления ветроэнергетической установкой в условиях быстро изменяющихся ветровых и электрических нагрузок не обеспечивают должной стабильности частоты вращения ротора ветротурбины, что отрицательно влияет на надежность и продолжительность безаварийной работы ветроэлектрических агрегатов, экономию производимой электроэнергии при собственном потреблении, а также на эффективность использования энергии ветра. Решение этих проблем возможно лишь при наличии эффективного автоматизированного управления ветроэнергетической установкой [1–9].

Целью выполненных исследований является модификация автоматизированного управления ветроэлектрической установкой, которая обеспечивает уменьшение вибраций всех элементов роторных систем в условиях нагруженности привода при разных режимах эксплуатации энергоагрегата, что способствует улучшению показателей надежности составляющих частей современных ветроустановок.

Анализ последних исследований и публикаций

В настоящее время управление ветроэлектрическим агрегатом выполняется на основе критерия по поддержанию номинального значения угловой скорости ветроколеса за счет изменения угла положения лопастей. Управляющий сигнал зависит от отклонения фактической угловой скорости ротора от номинальной, которое получается в результате изменения скорости ветра или мощности

потребляемой электроэнергии, как внешних возмущающих воздействий. Вместе с тем принятие решений по управлению осуществляется на основе информации об уже сформировавшемся рассогласовании фактической и установленной угловой скорости ротора. Такой подход не обеспечивает оперативности выработки управляющих воздействий, направленных на поддержку номинального значения угловой скорости в условиях переменных метеорологических и электроэнергетических условий, что негативно отражается на показателях надежности составляющих частей современных ветротурбин и на энергоэффективности технологического процесса. Так, в диссертационной работе [10] приведены методы управления ветроагрегатами, направленные на повышение режимной управляемости:

1. Оптимальное управление по комбинированному критерию: энергетическая эффективность – усталостные нагрузки. Метод характеризуется максимизацией захвата энергии ветра и не учитывает отрицательные моменты относительно надежности ветроагрегата.

2. Метод по критерию энергетической эффективности, направленный на получение максимальной мощности в ветровом потоке. Вследствие инерционности ветроагрегата изменения скорости ветра не могут быть учтены достаточно точно.

3. Методы оптимального управления с использованием нелинейной модели:

- определение точки максимальной мощности, цель которого состоит в эксплуатации ВЭУ в условиях максимального захвата мощности. Главный недостаток метода – это использование оценок градиента некоторых переменных в динамических условиях;

- управление на основе нечеткой логики – цель управления направлена на максимизацию энергии. Зависимость от ситуации, требующей достаточно полных априорных знаний, – самый главный недостаток этого метода;

- метод скользящего управления – это робастный метод управления, который подходит для нелинейных систем. Вибрация – главный недостаток указанного метода, что негативно влияет на механическую подсистему;

- прямое наложение оптимальной рабочей точки – этот метод может использоваться только при медленных изменениях скорости ветра, таким образом достигая статической оптимизации, следовательно, обладает большой чувствительностью к изменениям параметров;

- управление на основе линейной обратной связи. Ветрогенераторы – это высоконелинейные системы, что обуславливает вычислительную сложность данного метода.

4. Методы оптимального управления с использованием линейной модели:

- установившаяся оптимизация ветроустановки. Цель управления – поддержание быстроходности в пределах его оптимального значения. По причине инерционности системы невозможно учесть быстроизменяющуюся скорость ветра, что приводит к внезапному уменьшению доступной мощности;

- линейная квадратичная динамическая оптимизация. Обеспечение оптимальной скорости вращения при изменении скорости ветра вызывает изменения электромагнитного вращающего момента, что обуславливает дополнительное механическое напряжение, которое уменьшает продолжительность работы механических деталей генератора.

В диссертационной работе [11] предложен метод повышения эффективности управления ветроэлектрическим агрегатом путем обеспечения своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям за счет упреждения характеристик метеорологических и электроэнергетических условий, а также учета динамических свойств системы, что позволяет уменьшить время переходного процесса регулирования угловой скорости ротора ветротурбины в 2 раза, тем самым минимизировать динамические удары, а следовательно, вибрационные нагрузки на роторные системы.

Отрицательные стороны существующих подходов управления

Проанализированные основные методы оптимального управления ВЭУ, направленные на энергетическую оптимизацию с помощью получения оптимальной скорости вращения ротора ветроколеса. Использование какого-либо из них зависит от предусматриваемой цели управления и от доступности информации о системных параметрах и обратной связи. Таким образом, используемый метод будет тем сложнее, чем труднее цель управления и скуднее информация об обратной связи. Некоторые из этих методов потенциально более гибки, и их недостатки могут быть снижены до некоторой степени.

Вместе с тем каждый из вышеизложенных методов не решает проблемы выравнивания угловой скорости ротора ветротурбины и ротора генератора без ошибки рассогласования ме-

жду ними, что порождает ударные нагрузки, а следовательно, вибрацию роторных систем.

Последствия от недостатка существующих подходов управления: нарушение стабильности частоты вращения ротора ветроколеса; отсутствие обеспечения долгосрочной работы деталей механизмов, обусловленное наличием динамических ударов, увеличивающих нагрузку на ротор, ступицу и зубчатую передачу привода и вибрацию роторных систем; неэффективное использование энергии ветра.

Пути повышения эффективности управления

Для повышения эффективности управления ветротурбиной следует построить оптимизационную модель, которая бы охватывала управление не только с помощью угла поворота лопастей электрогенератора, но и учитывала условия вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата – а это динамический анализ частотных взаимодействий всех элементов роторных систем и силовых взаимодействий от лопастных элементов, как одной из составляющих ветровой нагрузки.

Таким образом, следует описать передаточную функцию в рамках анализа вибрационных полей агрегата в целом, поскольку вибрации рождают не только лопасти, это часть, но и все элементы с роторными системами. Необходи-

мо выделить эти звенья и строить оптимизационную функцию либо по коэффициенту полезного действия, либо по величине ресурса работы агрегата, но это тогда, когда будут построены все динамические звенья и найдены коэффициенты корреляции между ними.

Построение динамических звеньев всех элементов роторных систем

Для проведения динамического анализа в соответствии с ранее изложенным методом первоочередным является: определение и описание всех элементов роторных систем; описание дифференциального уравнения угловой скорости ротора ветротурбины; построение передаточных функций.

Наиболее распространенные топологии ветроэлектрических агрегатов с горизонтальной осью вращения имеют сходное конструктивное исполнение (рис. 1), где можно определить следующие элементы роторных систем [12]:

- ротор, в который входят лопасти и ступица;
- редуктор для механического соединения низкоскоростного и высокоскоростного вала, увеличивая скорость последнего;
- генератор, устройство производства электроэнергии.

На основании вышеперечисленных элементов роторных систем структурная схема будет иметь следующий вид (рис. 2).

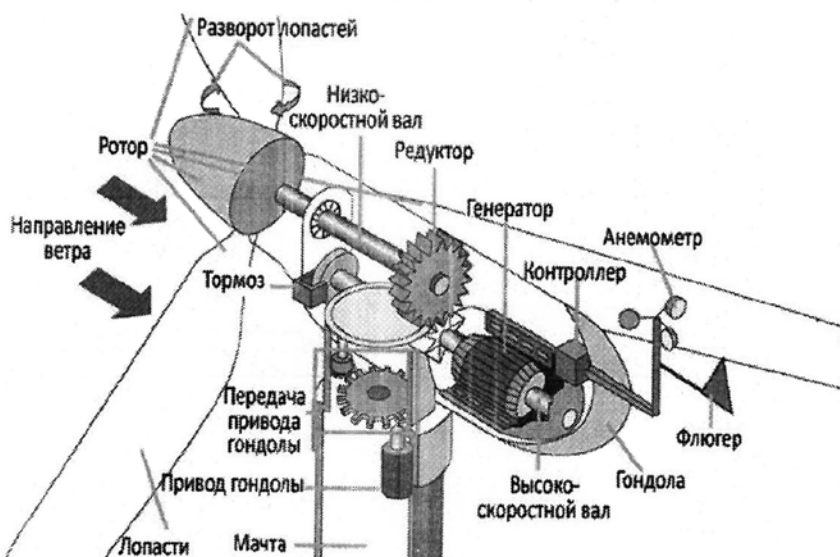


Рис. 1. Механические и силовые составляющие ветрогенератора с горизонтальной осью вращения ротора
Fig. 1. Mechanical and power components of wind-generator with a horizontal axis rotation of a rotor

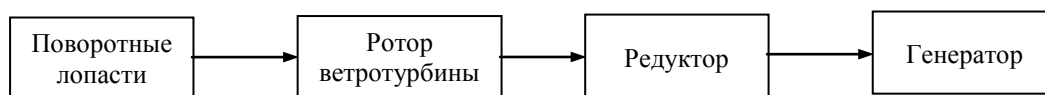


Рис. 2. Структурная схема элементов роторных систем ветрогенератора
Fig. 2. The block diagrammed of elements rotor systems of wind-generator

Общий вид дифференциального уравнения ветротурбины [13]:

$$J \frac{d\Omega}{dt} = M_{кр} - M_c, \quad (1)$$

где J – приведенный момент инерции; $M_{кр}$ – крутящий момент; M_c – момент сопротивления; Ω – угловая скорость ротора ветротурбины.

Таким образом, элементы роторных систем (рис. 1) в своей основе характеризуют крутящий момент и момент сопротивления уравнения (1).

Крутящий момент, создаваемый ветротурбиной на валу электрогенератора, определяется из соотношения [13]:

$$M_{кр} = \frac{1}{2} \rho \pi r^3 \eta_{эл} \eta_{мех} C_m V^2, \quad (2)$$

где ρ – плотность воздуха; r – длина лопасти; $\eta_{эл}$ – КПД электрический; $\eta_{мех}$ – КПД механический; C_m – коэффициент момента; V – скорость ветра расчетная.

Коэффициент момента может быть вычислен по формуле [13] $C_m = \frac{C_p}{Z}$, тогда выражение (2) примет вид:

$$M_{кр} = \frac{1}{2Z} \rho \pi r^3 \eta_{эл} \eta_{мех} C_p V^2, \quad (3)$$

где Z – коэффициент быстроходности; C_p – коэффициент мощности.

Для исследуемой ветроустановки USW56–100 параметры уравнения (3) имеют следующие значения [11]: $r = 8,5$ м; $Z = 5$; $V = 13$ м/с; $\eta_{эл} = 0,7$; $\eta_{мех} = 0,85$; $\rho = 1,25$ кг/м³.

Коэффициент мощности C_p определяется из соотношения [13]:

$$C_p = C_{p\max} - \frac{C_{p\max}}{(Z_{\max} - Z_{\text{opt}})^2} (Z - Z_{\text{opt}})^2, \quad (4)$$

где $C_{p\max} = 0,6$ – максимальный коэффициент мощности; $Z_{\max} = 7$ – максимальный коэффи-

циент быстроходности; $Z_{\text{opt}} = 5$ – оптимальный коэффициент быстроходности.

Коэффициент быстроходности Z уравнения (4) выразим из соотношения [14]:

$$Z = \frac{rib(1-e^2)}{119e} \cdot \frac{\alpha}{V} \cdot \Omega, \quad (5)$$

где $i = 3$ шт. – количество лопастей; $b = 0,68$ м – ширина лопасти; $\alpha = 55$ град – угол положения лопасти; $e = 0,6$ – коэффициент торможения.

Подставив параметры уравнения (5) в (4), а (4) в (3) получим:

$$M_{кр} = \frac{1}{2 \cdot 5} \cdot 1,25 \cdot 3,14 \cdot 8,5^3 \cdot 0,7 \cdot 0,85 \cdot 0,6 - \frac{0,6}{(7-5)^2} \left(\frac{8,5 \cdot 3 \cdot 0,68(1-0,6^2)}{119 \cdot 0,6} \cdot \frac{\alpha}{V} \cdot \Omega - 5 \right)^2.$$

После соответствующих математических преобразований получим:

$$M_{кр} = 259 \cdot \alpha \cdot V - 31 \cdot \alpha^2 - 454 \cdot V^2 = 259 \cdot 55 \cdot 13 - 31 \cdot 55^2 - 454 \cdot 13^2 = 14684 \text{ Н} \cdot \text{м}. \quad (6)$$

Для сравнения определим крутящий момент через мощность на валу $P = 110000$ Вт и угловую скорость $\Omega = 7,5$ рад/с [13]:

$$M_{кр} = P/\Omega = 110000/7,5 = 14667 \text{ Н} \cdot \text{м}. \quad (7)$$

Различие значений $M_{кр}$ в (6) и (7) составляет 0,12 %, то есть незначительное.

Согласно [13] момент сопротивления определяется из выражения:

$$M_c = \frac{P}{\Omega} = \frac{3(I_2')^2 r_2' / s}{\Omega}, \quad (8)$$

где P – мощность потребляемой электроэнергии; I_2' – приведенный ток к обмотке ротора; r_2' – активное приведенное сопротивление к обмотке ротора; s – скольжение.

Так как скольжение s имеет пропорциональную зависимость от сопротивления r_2' , то их отношения будут равны при разных условиях нагруженности, то есть: $\frac{r_2'(1)}{s(1)} = \frac{r_2'(2)}{s(2)} = \text{const}$,

где индексы относятся к различным изменениям величины потребляемой электроэнергии.

Таким образом, уравнение (8) можно оставить в виде:

$$M_c = \frac{P}{\Omega}. \quad (9)$$

Для описания дифференциального уравнения угловой скорости ротора ветротурбины подставим уравнения (6) и (9) в (1):

$$J \frac{d\Omega}{dt} = 259 \cdot \alpha \cdot V - 31 \cdot \alpha^2 - 454 \cdot V^2 - \frac{P}{\Omega}. \quad (10)$$

Применив метод линеаризации [15] к (10), получим:

$$J \frac{d\Omega}{dt} \Delta\Omega + \frac{\partial M_c}{\partial \Omega} \Delta\Omega - \frac{\partial M_{кр}}{\partial \Omega} \Delta\Omega = \frac{\partial M_{кр}}{\partial \alpha} \Delta\alpha + \frac{\partial M_{кр}}{\partial V} \Delta V - \frac{\partial M_c}{\partial \Omega} \Delta\Omega - \frac{\partial M_c}{\partial P} \Delta P. \quad (11)$$

После соответствующих математических вычислений в (11) дифференциальное уравнение угловой скорости ротора ветротурбины примет вид:

$$J \frac{d\Omega}{dt} \Delta\Omega - 11720 \Delta\Omega = -91334 \Delta V - 76769 \Delta\alpha + 0,13 \Delta P. \quad (12)$$

Приведем выражение (12) к виду (1), помножив левую и правую его части на минус один (-1):

$$J \frac{d\Omega}{dt} \Delta\Omega + 11720 \Delta\Omega = 91334 \Delta V + 76769 \Delta\alpha - 0,13 \Delta P. \quad (13)$$

Разделив все члены уравнения (13) на F_T , получим:

$$T \frac{d\Omega}{dt} \Delta\Omega + \Delta\Omega = 7,8 \Delta V + 6,6 \Delta\alpha - 0,00001 \Delta P,$$

или в операторной форме:

$$(Ts + 1) \Delta\Omega = 7,8 \Delta V + 6,5 \Delta\alpha - 0,00001 \Delta P, \quad (14)$$

где $T = J / (F_T + k_p) = 116000 / 11720 = 10$ с – постоянная времени затухания колебаний [15];

$J = 116000 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$ [16]; $F_T = \frac{\partial M_c}{\partial \Omega} - \frac{\partial M_{кр}}{\partial \Omega}$ – фактор устойчивости; $k_p \gg 0,05 \cdot P_{ном}$ – коэффициент трения; $Ts + 1$ – собственный оператор ветро-

турбины; $s = \frac{d\Omega}{dt}$ – свойство преобразования Лапласа.

Для оптимизации коэффициентов уравнения (14) введем относительные координаты согласно [15]: $\Delta\Omega_k = \frac{\Delta\Omega}{\Omega_0}$; $\Delta V_k = \frac{\Delta V}{V_0}$; $\Delta\alpha_k = \frac{\Delta\alpha}{\alpha_0}$;

$$\Delta P_k = \frac{\Delta P}{P_0}.$$

Введение относительных координат в уравнение (14) приведет его к виду

$$(Ts + 1) \Omega_0 \Delta\Omega_k = 7,8 V_0 \Delta V_k + 6,5 \alpha_0 \Delta\alpha_k - 0,00001 P_0 \Delta P_k. \quad (15)$$

Деление всех членов уравнения (15) на номинальную угловую Ω_0 преобразует их в безразмерные величины и оптимизирует коэффициенты:

$$(Ts + 1) \Delta\Omega_k = 0,25 \Delta V_k + 0,86 \Delta\alpha_k - 0,007 \Delta P_k. \quad (16)$$

Передаточные функции динамических звеньев роторных систем ветроагрегата получим, разделив все члены уравнения (16) на собственный оператор:

$$W_{\Delta V} = \frac{0,25}{Ts + 1} \Delta V_k; \quad W_{\Delta\alpha} = \frac{0,86}{Ts + 1} \Delta\alpha_k; \quad (17)$$

$$W_{\Delta P} = \frac{0,007}{Ts + 1} \Delta P_k; \quad W_R = k(s),$$

где $W_R = k(s)$ – передаточная функция безынерционного звена редуктора.

Структурная схема передаточных функций динамических звеньев роторных систем ветрогенератора, согласно (16), представлена на рис. 3.

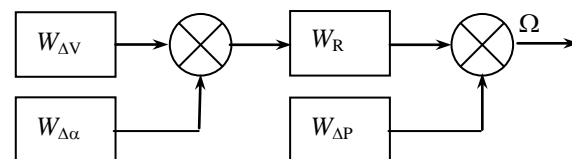


Рис. 3. Структурная схема передаточных функций роторных систем ветрогенератора
Fig. 3. The block diagram of transfer functions rotor systems of wind-generator

Имитационная модель передаточных функций динамических звеньев роторных систем ветрогенератора, созданная в среде Matlab Simulink, приведена на рис. 4. Для оптимизации параметров ПИД-регулятора использовался метод Зиглера и Никольса [17].

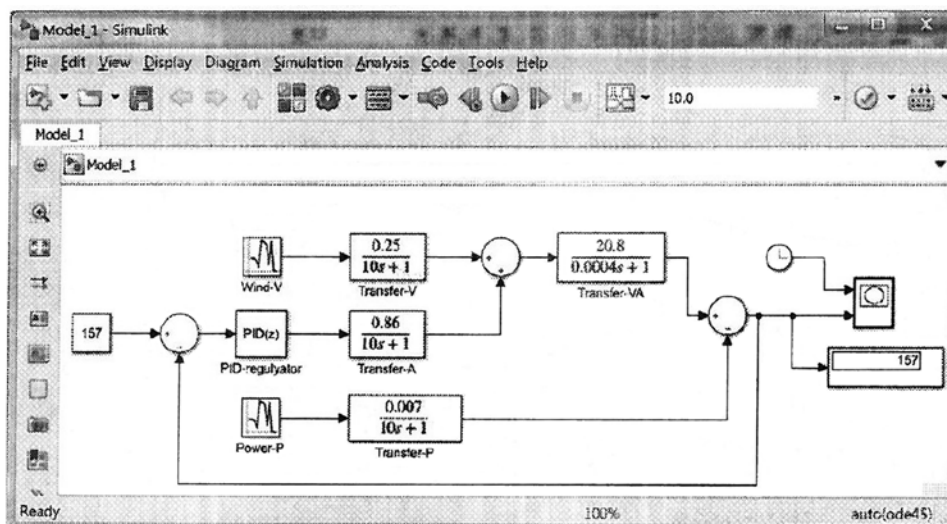


Рис. 4. Имитационная модель передаточных функций роторных систем ветрогенератора
 Fig. 4. Imitating model of transfer functions rotor systems of wind-generator

График переходного процесса регулирования угловой скорости ротора ветротурбины приведен на рис. 5.

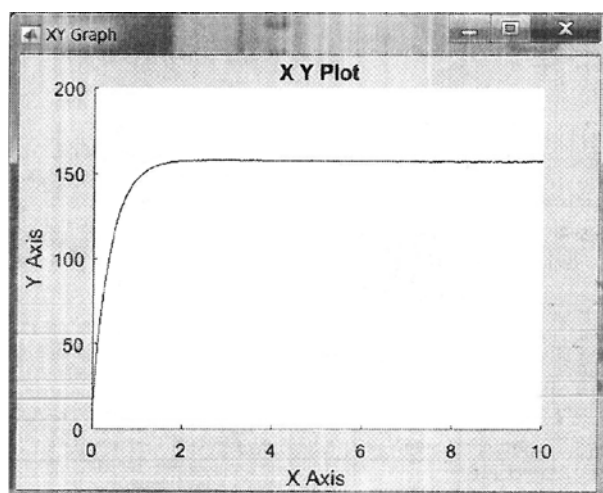


Рис. 5. График переходного процесса регулирования угловой скорости ротора ветротурбины
 Fig. 5. The schedule of transient of regulation of angular speed of a rotor of wind-turbine

Анализ полученных результатов и выводы

Из графика видно, что время модельного времени переходного процесса составило $t_{\text{шт}} \approx 60$ с при установившемся значении угловой скорости ротора ветротурбины $\Omega_{\text{уст}} = 157$ рад/с.

В результате проведения исследований можно сделать следующие выводы:

– обоснована актуальность разработки метода управления ветроэлектрической установкой на основе учета вибрационной нагружен-

ности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата;

– сделан обзор основных способов управления ветротурбинами;

– определен метод решения задачи, базирующийся на построении оптимизационной модели, которая бы охватывала управление не только с помощью угла поворота лопастей электрогенератора, но и учитывала условия вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации ветрогенератора;

– выполнено описание элементов роторных систем ветроэлектрического агрегата;

– построены передаточные функции динамических звеньев, имитационная модель регулирования угловой скорости ротора ветрогенератора с целью проведения динамического анализа частотных взаимодействий всех элементов роторных систем и силовых взаимодействий от лопастных элементов, как одной из составляющих ветровой нагрузки.

Полученные результаты исследований востребованы для дальнейшей разработки математических алгоритмов динамического поведения системы.

Библиографические ссылки

1. Шнейерсон Р. М. Разработка гибридного ветроэнергетического комплекса для электроснабжения удаленных потребителей Мурманской области // Вестник науки Сибири. 2015. № 15. С. 55–58.

2. Пионкевич В. А. Математическое моделирование ветротурбины для ветроэнергетической установки с асинхронным генератором методом частотных скоростных характеристик // Вестник ИрГТУ. 2016. № 3. С. 83–88.

3. Степанов С. Ф., Павленко И. М., Ербаев Е. Т. Обеспечение эффективной работы мультимодульной ветроэлектростанции при изменении скорости ветра и нагрузки // *Современные проблемы науки и образования*. 2013. № 6. С. 93–94.

4. Суяков С. А. Проблемы интеграции ветроустановок в единую энергетическую систему России // *Инженерный вестник Дона*. 2014. № 3. С. 10–23.

5. Emadifar R., Tohidi D., Eldoromi M. Controlling Variable Speed Wind Turbines Which Have Doubly Fed Induction Generator by Using of Internal Model Control Method // *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*. 2016. No. 5. Pp. 3464-3471.

6. Balamurugan N., Selvaperumal S. Intelligent controller for speed control of three phase induction motor using indirect vector control method in marine applications // *Indian journal of Geo Marine Sciences*. 2018. No. 47. Pp.1068-1074.

7. Vijayalaxmi B., Bheema K. Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines Using Fuzzy Logic with DFIG // *International Journal of research in advanced engineering technologies*. 2016. No. 5. Pp. 45-52.

8. Subbaian V., Sasidhar S. Maximum energy capture of variable speed variable pitch wind turbine by using RBF neural network and fuzzy logic control // *International Research Journal of Engineering and Technology*. 2015. No. 2. Pp. 493-500.

9. Haiying D., Lixia Y., Guohan Y., Hongwei L. Wind Turbine Active Power Control Based on Multi-Model Adaptive Control // *International Journal of Control and Automation*. 2015. No. 8. Pp. 273-284.

10. Зубова Н. В. Повышение режимной управляемости ветроэнергетических установок с изменяемой геометрией лопастей регуляторами на нечеткой логике : дис. ... канд. техн. наук. Новосибирск, 2014. 190 с.

11. Буяльский В. И. Автоматизированная система управления ветроэнергетической установкой на базе оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии : дис. ... канд. техн. наук. Ижевск, 2018. 208 с.

12. Electricity Generation from Wind Power. Technology and Economics. URL: http://www.mpoweruk.com/wind_power.htm (дата обращения: 01.03.2021).

13. Кривцов В. С., Олейников А. М., Яковлев А. И. Книга 2: Неисчерпаемая энергия. Ветроэнергетика : учебник. Харьков: Национальный аэрокосмический университет «Харьковский авиационный институт»; Севастополь: Севастопольский национальный технический университет, 2004. 519 с.

14. Буяльский В. И. Метод повышения эффективности управления режимом работы ветротурбины // *Энергетик*. 2013. № 9. С. 126–130.

15. Крутов В. И. Основы теории автоматического регулирования. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Машиностроение, 1984. 348 с.

16. Буяльский В. И. Методика для устранения запаздывания включения устройства разворота лопастей ветротурбины // *Энергетик*. 2014. № 5. С. 33–35.

17. Настройка ПИД-регулятора по методу Зиглера и Никольса. URL: <http://www.cta.ru/cms/f/374303.pdf> (дата обращения: 25.03.2021).

References

1. Schneerson R.M. [Development of a hybrid wind power complex for power supply to remote consumers in the Murmansk region]. *Vestnik nauki Sibiri*, 2015. No.15. Pp. 12-15 (in Russ.).

2. Pionkevich V.A. [Mathematical modeling of a wind turbine for a wind power plant with an asynchronous generator by the method of frequency velocity characteristics]. *Vestnik IrGTU*, 2016. No. 3. Pp. 35-37 (in Russ.).

3. Stepanov S.F., Pavlenko I.M., Erbaev E.T. [Ensuring the efficient operation of a multimodular wind farm with changes in wind speed and load]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya*, 2013. No. 6. Pp. 22-27 (in Russ.).

4. Suyakov S.A. [Problems of integrating wind turbines into the unified energy system of Russia]. *Ingenieriy vestnik Dona*, 2014. No. 3. Pp. 10-12 (in Russ.).

5. Emadifar R., Tohidi D., Eldoromi M. Controlling Variable Speed Wind Turbines Which Have Doubly Fed Induction Generator by Using of Internal Model Control Method. In *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*. 2016. No. 5. Pp. 3464-3471.

6. Balamurugan N., Selvaperumal S. Intelligent controller for speed control of three phase induction motor using indirect vector control method in marine applications. In *Indian journal of Geo Marine Sciences*. 2018. No. 47. Pp.1068-1074.

7. Vijayalaxmi B., Bheema K. Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines Using Fuzzy Logic with DFIG. In *International Journal of research in advanced engineering technologies*. 2016. No. 5. Pp. 45-52.

8. Subbaian V., Sasidhar S. Maximum energy capture of variable speed variable pitch wind turbine by using RBF neural network and fuzzy logic control. In *International Research Journal of Engineering and Technology*. 2015. No. 2. Pp. 493-500.

9. Haiying D., Lixia Y., Guohan Y., Hongwei L. Wind Turbine Active Power Control Based on Multi-Model Adaptive Control. In *International Journal of Control and Automation*, 2015. No. 8. Pp. 273-284.

10. Zubova N.V. *Povishenie regimnoy upravlyaemosti vetroenergeticheskikh ustanovok s izmenyaemoy geometriey lopastey regulatorami na nechetkoy logike* [Increase of regime controllability wind-energy installations with changeable geometry of blades regulators on the indistinct logic]: PhD thesis. Novosibirsk, 2014 (in Russ.).

11. Buyalskiy V.I. *Avtomatizirovanaya sistema upravleniya vetrenergeticheskoy ustanovkoy na baze ocenki skorosti vetra i mochnosti potrebyaemoy elek-*

troenergii [The automated control system wind-energy installation on the basis of an estimation of speed of a wind and capacity of the consumed electric power] : PhD thesis. Izhevsk, 2018 (in Russ.).

12. Electricity Generation from Wind Power. Technology and Economics [The grant «Electricity Generation from Wind Power. Technology and Economics»]. Available at: http://www.mpoweruk.com/wind_power.htm (accessed Mart 01, 2021) (in Russ.).

13. Krivcov V.S., Oleynikov A.M., Yakovlev A.I. (2004). *Neischerpayemaya energiya* [Inexhaustible energy]. Harkov: *Nacionlniy aerokosmicheskiy universitet, Sevastopol: Sevastopolskiy nacionalniy tehnicshkiy universitet* (in Russ.).

14. Buyalsky V.I. [The method of increasing the efficiency of the control of the operating mode of the wind turbine]. *Energetik*, 2017, no. 9, pp. 126-130 (in Russ.).

15. Krutov V.I. *Osnovi teorii avtomaticheskogo regulirovaniya* [Bases of the theory of automatic control]. Moscow: Mashinostroenie Publ., 1984 (in Russ.).

16. Buyalsky V.I. [Technique for eliminating the delay in turning on the device for turning the blades of a wind turbine]. *Energetik*, 2014, no. 5, pp. 33-35 (in Russ.).

17. *Nastroyka PID regulatora po metodu Ziglera and Nikolsa* [Adjustment PID of a regulator on method Ziglera and Nikolsa]. Available at: <http://www.cta.ru/cms/f/374303.pdf> (accessed Mart 25, 2021) (in Russ.).

Methods of Increasing the Control Efficiency of Wind Electric Installation by the Account of Vibration Loading the Drive Under Different Conditions of the Energy Unit Operation

V. I. Buyalsky, PhD in Engineering, Sevastopol State University, Sevastopol, Russia

The substantiation of an urgency of a way of effective automated control of wind electric installation by the account of vibration loading a drive is made under different conditions of energy unit operation, aimed at minimization of vibration of all rotor system elements by reducing the error of a mismatch between the angular speed of a rotor wind turbine and a generator rotor that promotes the improvement of reliability of electric supply of the basic control in conditions of the incomplete information on characteristics of the meteorological and electric power conditions that are changing in time considerably.

The method is proposed to control the process of electric power manufacture by the development of an optimizing model which would cover the control not only by means of the angle of the electric generator blade revolution, but also by considering the conditions of vibration loading the drive under different conditions of the energy unit operation – and it is the dynamic analysis of frequency interactions of all elements of rotor systems and power interactions from blades of elements, as one of components of the wind loading.

The review of the basic ways of controlling the wind turbines is made. It showed, that the use of any of them depends on the provided purpose of control and on the availability of the information on system parameters and a feedback, and it does not solve a problem of alignment of angular speed of the wind turbine rotor and the generator rotor without a mismatch error between them, that generates shock loads, and consequently, vibration of rotor systems.

The problem of definition and description of all elements of the energy unit rotor systems is solved. The differential equation of the angular speed of the wind turbine rotor is worked out. Transfer functions of dynamic elements of rotor systems for automatic control taking into account the influence of the wind speed, capacity of the consumed electric power, their block diagram and the schedule of the transient process of regulating the angular speed of the wind turbine rotor are constructed.

Keywords: method, control, vibration, load, drive, wind turbine, rotor system.

Получено: 10.06.2021