

УДК 621.658.012.531

DOI: 10.22213/2410-9304-2023-2-49-57

Методы повышения эффективности автономной ветроэлектрической установки с программным управлением

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

Произведено обоснование актуальности способа эффективного автоматизированного управления автономной ветроэлектрической установкой на основе обратной связи по напряжению и учету параметров индуктивного сопротивления x_1 , приведенного индуктивного сопротивления x'_2 , активного сопротивления фазы обмотки статора r_1 , приведенного активного сопротивления фазы обмотки статора r'_2 , при разных условиях эксплуатации энергоагрегата, направленного на минимизацию времени переходного процесса регулирования фазного напряжения генератора ветротурбины, что способствует обеспечению повышения качества процесса самовозбуждения и улучшению показателей надежности электроснабжения основного управления в условиях неполной информации о характеристиках метеорологических и электроэнергетических условий, существенно изменяющихся во времени.

Сделан обзор основных способов управления автономными ветроэлектрическими установками, который показал их отрицательные стороны, такие как низкое быстродействие и надежность при эксплуатации, отсутствие обеспечения необходимого качества регулирования напряжения, искажение реактивного тока возбуждения, что приводит к искажению синусоидальности формы кривой напряжения асинхронного генератора, а также не обеспечивает либо релейной защиты либо автоматического выключателя и автоматизации управления режимом работы.

Составлено дифференциальное уравнение угловой скорости ротора ветроэнергоустановки. Построены передаточные функции динамических звеньев для автоматического регулирования фазного напряжения генератора ветротурбины с учетом влияния скорости ветра, тока обмотки ротора, индуктивного сопротивления, приведенного индуктивного сопротивления, активного сопротивления фазы обмотки статора, приведенного активного сопротивления фазы обмотки статора.

Построена структурная схема, имитационная модель и графики переходных процессов с нулевым и ненулевым запаздыванием, что обеспечило возможность выявить негативное влияние запаздывания принятия управляющих решений на стабильность фазного напряжения генератора ветроэнергоустановки и для устранения такого фактора установить способ своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям.

Ключевые слова: автоматизация, автономная ветротурбина, переходный процесс, напряжение, самовозбуждение, система управления.

Введение

Необходимость в обеспечении энергоснабжения регионов с помощью независимой генерации электричества имеет тенденцию к возрастанию. Исследования показали, что ветроэнергетика сегодня обладает наибольшим спросом в этом направлении, обусловленным экономичностью и эффективностью получения электроэнергии.

Проявление необходимости получения электроэнергии с помощью ветровых электростанций наблюдается в сельскохозяйственных предприятиях, фермерских хозяйствах, хуторах, небольших рабочих и сельскохозяйствен-

ных поселках, промышленных объектах малой мощности, а также в районах, в которых отсутствует централизованное электроснабжение, и в регионах, где имеет место аварийное или ограничительное отключение электричества.

Вместе с тем существующая технология преобразования энергии ветра в электроэнергию влияет на эффективность автономных ветроэнергоустановок. Широко используемые методы управления автономной ветроэнергетической установкой в условиях быстро изменяющихся ветровых и электрических нагрузок не обеспечивают должной стабильности напряже-

ния, что снижает надежность ветроэлектрических агрегатов, качество производимой электроэнергии, а также негативно влияет на эффективность использования энергии ветра. Решение этих проблем возможно лишь при наличии эффективного автоматизированного управления автономной ветроэнергетической установкой [1–9].

Целью выполненных исследований является описание математической модели, дифференциального уравнения и передаточных функций фазного напряжения генератора ветротурбины. Это необходимо для дальнейшей разработки математических алгоритмов динамического поведения системы, обеспечивающих повышение стабильности напряжения, что способствует улучшению эффективности работы автономной ветроэнергетической установки.

Критический анализ управления автономной ветроэнергетической установкой

Управление напряжением в асинхронных машинах, представленных в [10], имеют следующие особенности:

– Способ поддержки стабильности напряжения асинхронной машины, в основе которого лежит только часть конденсаторных батарей, отключенных и подключенных к статору, морально устарел и не эффективен.

– Обеспечение устойчивой работы асинхронной машины и минимизации пульсации напряжения в режиме электрической нагрузки энергоагрегата реализуется в результате подключения насыщающегося дросселя к обмотке статора с целью сбалансированного потребления реактивной мощности дросселя конденсаторами.

– Управление напряжением в режиме электрической нагрузки с помощью дополнительных конденсаторов реализуется в результате изменения емкостей с целью получения различных результатов, что способствует выбору приемлемого сочетания значений конденсаторов.

– Способ, который заключается в подключении и отключении части конденсаторов в обмотке статора с целью минимизации пульсаций напряжения с использованием широтно-импульсной модуляции, обусловлен потерями в схеме коммутации в пределах 40 % от регулируемой потребляемой мощности возбуждения.

– Обеспечение необходимой емкости конденсаторов при регулировании реактивного

тока с фазовым управлением с помощью тиристорного регулятора способствует обеспечению в потребностях реактивного тока для асинхронной машины в результате изменения электрической нагрузки.

Представленные способы регулирования напряжения имеют отрицательные стороны, связанные с отсутствием автоматизации, не обеспечивается должный уровень скорости работы, низкая надежность при эксплуатации энергоагрегата.

При использовании широтно-импульсной модуляции емкости возбуждения отсутствует требуемое качество регулирования напряжения, а искажение реактивного тока возбуждения при управлении с помощью тиристорного регулятора приводит к искажению формы кривой напряжения асинхронной машины.

Вместе с тем использование вышеуказанных регуляторов не способствует обеспечению автоматизации управления аварийным режимом работы, а лишь создает релейную защиту или автоматический выключатель.

В соответствии с [11] на время и качество процесса самовозбуждения асинхронного генератора оказывают влияние следующие параметры: индуктивное сопротивление x_1 ; приведенное индуктивное сопротивление x'_2 ; активное сопротивление фазы обмотки статора r_1 ; приведенное активное сопротивление фазы обмотки статора x'_2 . В то же время в установившемся режиме система работает с обратной связью по напряжению, когда сравнивают текущее значение U_1 с заданной величиной U_0 , и разность

$$\Delta U = U_1 - U_0 \quad (1)$$

сводится к нулю за счет управляющего воздействия на объект.

Учитывая, что ветроэнергетическая установка эксплуатируется в условиях быстро изменяющихся ветровых и электрических нагрузок, то для повышения стабильности напряжения является необходимым наличие математической зависимости напряжения в соответствии с изменением скорости ветра V , тока обмотки ротора I'_2 , угла положения лопасти α , а также с учетом параметров сопротивлений (x_1, x'_2, r_1, r'_2) .

Описание математической модели напряжения

В работе [12] предложена математическая зависимость угловой скорости ротора ветротурбины от вышеизложенных параметров:

$$\Omega = 119k \frac{1}{rib(1-e^2)} \times \frac{Ze}{\left(1 - \left[\frac{r'_2}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I'_2)^2(x_1 + x'_2)^2}{(I'_2)^2} - r_1}} \right]} \right) \frac{V}{\alpha}, \quad (2)$$

$$\alpha = 119k \frac{1}{rib(1-e^2)} \times \frac{Ze}{\left(1 - \left[\frac{r'_2}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I'_2)^2(x_1 + x'_2)^2}{(I'_2)^2} - r_1}} \right]} \right) \frac{V}{\Omega}. \quad (3)$$

где U_1 – фазное напряжение; I'_2 – ток обмотки ротора; Z – коэффициент быстроходности ветротурбины; r – длина лопасти; i – количество лопастей; b – ширина лопасти; k – передаточное число редуктора; e – коэффициент торможения; V – скорость ветра; α – угол положения лопасти; x_1 – индуктивное сопротивление; x'_2 – приведенное индуктивное сопротивление; r_1 – активное сопротивление фазы обмотки статора; r'_2 – приведенное активное сопротивление фазы обмотки статора.

Определение угла положения лопасти следует из (2):

В ходе математических преобразований в (2) получим математическую модель фазного напряжения генератора ветротурбины:

$$U_1 = I'_2 \sqrt{\left(\frac{r'_2}{1 - \left[119kZeV/\Omega rib(1-e^2)\alpha \right]} + r_1 \right)^2 + (x_1 + x'_2)^2}. \quad (4)$$

Результаты тестирования формул (3), (4) представлены в таблице, согласно параметрам ветротурбины USW56-100: $r=8,5$ м; $i=3$; $b=0,68$ м; $Z=5$; $e=0,6$; $U_0=220$ В; $I'_2=98$ А; $r_1=0,05$ Ом; $r'_2=0,07$ Ом; $x_1=0,1$ Ом; $x'_2=0,2$ Ом; $k=20,8$.

Результаты тестирования формул (3), (4)

Results of testing of formulas (3), (4)

Фазное напряжение U_1 , В	Скорость ветра V , м/с	Ток обмотки ротора r_2 , А	Угол положения лопасти α , градус	Погрешность δ , %
225	5	98	22,0	2
218	6	100	26,5	1
225	7	105	28,9	2
221	8	88	35,1	1
217	9	80	39,4	1
217	10	75	43,7	1
218	11	83	48,2	1
219	12	90	52,7	0
218	13	95	57,2	1
219	14	100	61,7	0
222	15	105	66,2	1
217	16	110	70,8	1
221	17	115	75,3	1
218	18	102	79,4	1
220	19	82	83,2	0
223	20	77	87,4	1

В результате проведения исследований согласно данным таблицы следует, что рассогласование между действительным и требуемым напряжением различается в пределах от 0 до 2 %, что не превышает допустимой ошибки (10 %), это обеспечивает поддержание напряжения генератора ветротурбины на заданном уровне с учетом изменения скорости ветра и электрической нагрузки.

Описание функции управления поддержания напряжения генератора ветротурбины на заданном уровне

Общий вид дифференциального уравнения ветротурбины [13]:

$$J \frac{d\Omega}{dt} = M_{кр} - M_c, \quad (5)$$

где J – приведенный момент инерции; $M_{кр} = f(\Omega, V, \alpha)$ – крутящий момент; $M_c = f(P, \Omega)$ – момент сопротивления; Ω – угловая скорость ротора ветротурбины; P – мощность потребляемой электроэнергии.

В соответствии с (2) $\Omega = f(U_1, I'_2, r_1, r'_2, x_1, x'_2, V, \alpha)$, тогда выражение (5) для фазного напряжения генератора ветротурбины будет иметь вид:

$$J \frac{dU_1}{dt} = M_{кр} - M_c, \quad (6)$$

где $M_{кр} = f(U_1, I'_2, r_1, r'_2, x_1, x'_2, V, \alpha)$ – крутящий момент; $M_c = f(P, U_1)$ – момент сопротивления.

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

$$M_{кр} = \frac{1}{2} \rho \pi r^3 \eta_{эл} \eta_{мех} C_m V^2, \quad (7)$$

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 $C_m = \frac{C_p}{Z}$, тогда выражение (7) примет вид:

$$M_{кр} = \frac{1}{2Z} \rho \pi r^3 \eta_{эл} \eta_{мех} C_p V^2, \quad (8)$$

где Z – коэффициент быстроходности; C_p – коэффициент мощности.

Для исследуемой ветроустановки USW56-100 параметры уравнения (8) имеют следующие значения: $\eta_{эл} = 0,7$; $\eta_{мех} = 0,85$; $\rho = 1,25 \text{ кг/м}^3$.

Коэффициент мощности C_p определяется из соотношения [13]:

$$C_p = C_{p\max} - \frac{C_{p\max}}{(Z_{\max} - Z_{\text{opt}})^2} (Z - Z_{\text{opt}})^2, \quad (9)$$

где $C_{p\max} = 0,6$ – максимальный коэффициент мощности; $Z_{\max} = 7$ – максимальный коэффициент быстроходности; $Z_{\text{opt}} = 5$ – оптимальный коэффициент быстроходности.

Коэффициент быстроходности Z уравнения (9) выразим из соотношения (2):

$$Z = \frac{rib(1-e^2)}{119k} \times \frac{e}{\left(1 - \left[\frac{r'_2}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I'_2)^2(x_1 + x'_2)^2}{(I'_2)^2} - r_1}} \right]} \right)} \frac{\alpha}{V} \Omega. \quad (10)$$

Подставив параметры уравнения (10) в (9), а (9) в (8), получим:

$$M_{кр} = 259,6\alpha V \left(1 - \frac{r'_2}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I'_2)^2(x_1 + x'_2)^2}{(I'_2)^2} - r_1}} \right) + 31\alpha^2 \left(1 - \frac{r'_2}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I'_2)^2(x_1 + x'_2)^2}{(I'_2)^2} - r_1}} \right) - 454V^2$$

или

$$M_{кр} = \left(1 - \frac{r'_2}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I'_2)^2(x_1 + x'_2)^2}{(I'_2)^2} - r_1}} \right) \times (259,6\alpha V + 31\alpha^2) - 454V^2. \quad (11)$$

В соответствии с (6) момент сопротивления определяется из выражения:

$$M_c = \frac{P}{U_1} = \frac{3(I'_2)^2 r'_2 / s}{U_1}, \quad (12)$$

где P – мощность потребляемой электроэнергии; I'_2 – приведенный ток к обмотке ротора; r'_2 – активное приведенное сопротивление к обмотке ротора; s – скольжение.

Возьмем во внимание, что

$$I'_2 = \frac{U_1}{\sqrt{\left(r_1 + \frac{r'_2}{s} \right)^2 + (x_1 + x'_2)^2}},$$

$$\text{а } s = \frac{r'_2}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I'_2)^2(x_1 + x'_2)^2}{(I'_2)^2} - r_1}},$$

тогда после соответствующих математических преобразований выражение (12) примет вид:

$$M_c = \frac{3pU_1I\sqrt{\frac{U_1^2}{(I_2')^2} - (x_1 + x_2')^2} - r_1}{2\pi f}, \quad (13)$$

где f – частота сети; p – число полюсов.

Подставив (11) и (13) в (6), получим дифференциальное уравнение напряжения генератора ветротурбины:

$$J \frac{dU_1}{dt} = \left(1 - \frac{r_2'}{\sqrt{\frac{U_1^2}{(I_2')^2} - (x_1 + x_2')^2} - r_1} \right) \times \\ \times (259,6\alpha V + 31\alpha^2) - 454V^2 - \\ - \frac{3pU_1I\sqrt{\frac{U_1^2}{(I_2')^2} - (x_1 + x_2')^2} - r_1}{2\pi f}. \quad (14)$$

Применив метод линеаризации [14] к (14), получим:

$$J \frac{d\Delta U_1}{dt} + \frac{\partial M_c}{\partial U_1} \Delta U_1 - \frac{\partial M_{кр}}{\partial U_1} \Delta U_1 = \\ = \frac{\partial M_{кр}}{\partial \alpha} \Delta \alpha + \frac{\partial M_{кр}}{\partial V} \Delta V + \frac{\partial M_{кр}}{\partial r_1} \Delta r_1 + \frac{\partial M_{кр}}{\partial r_2'} \Delta r_2' + \\ + \frac{\partial M_{кр}}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial M_{кр}}{\partial x_2'} \Delta x_2' + \frac{\partial M_{кр}}{\partial I_2'} \Delta I_2' - \frac{\partial M_c}{\partial U_1} \Delta U_1 - \\ - \frac{\partial M_c}{\partial I_2'} \Delta I_2' - \frac{\partial M_c}{\partial r_1} \Delta r_1 - \frac{\partial M_c}{\partial x_1} \Delta x_1 - \frac{\partial M_c}{\partial x_2'} \Delta x_2'. \quad (15)$$

После соответствующих математических преобразований по линеаризации и подстановки необходимых значений, в том числе $f = 50$ Гц, $p = 4$ – дифференциальное уравнение (15) примет вид:

$$J \frac{d\Delta U_1}{dt} + 0,8\Delta U_1 + 55878\Delta U_1 = \\ = 3732\Delta \alpha + 1361\Delta V + 19557\Delta r_1 - 125725\Delta r_2' - \\ - 9557\Delta x_1 - 19557\Delta x_2' + 104,5\Delta I_2' - 0,8\Delta U_1 + \\ + 132\Delta I_2' + 0,0032\Delta r_1 - 824\Delta x_1 - 824\Delta x_2'. \quad (16)$$

Разделив все члены уравнения (16) на F_T , получим:

$$T \frac{d\Delta U_1}{dt} - \Delta U_1 = -0,01\Delta \alpha - 0,02\Delta V - \\ - 0,35\Delta r_1 + 2,25\Delta r_2' + 0,35\Delta x_1 + 0,35\Delta x_2' - \\ - 0,002\Delta I_2' - 0,0024\Delta I_2' - 0,00000006\Delta r_1 + \\ + 0,015\Delta x_1 + 0,015\Delta x_2'. \quad (17)$$

Приведем выражение (17) к виду (6), умножив левую и правую его части на минус один (-1):

$$T \frac{d\Delta U_1}{dt} + \Delta U_1 = 0,01\Delta \alpha + 0,02\Delta V + \\ + 0,35\Delta r_1 - 2,25\Delta r_2' - 0,35\Delta x_1 - 0,35\Delta x_2' + \\ + 0,002\Delta I_2' + 0,0024\Delta I_2' + 0,00000006\Delta r_1 - \\ - 0,015\Delta x_1 - 0,015\Delta x_2',$$

или в операторной форме:

$$(Tp + 1)\Delta U_1 = 0,01\Delta \alpha + 0,02\Delta V + 0,35\Delta r_1 - \\ - 2,25\Delta r_2' - 0,35\Delta x_1 - 0,35\Delta x_2' + \\ + 0,002\Delta I_2' + 0,0024\Delta I_2' + 0,00000006\Delta r_1 - \\ - 0,015\Delta x_1 - 0,015\Delta x_2', \quad (18)$$

где $T = J/(F_T) = 116000/55878 = 2$ с – постоянная времени затухания колебаний [14];

$J = 116000$ кг·м²; $F_T = \frac{\partial M_c}{\partial U_1} - \frac{\partial M_{кр}}{\partial U_1}$ – фактор

устойчивости; $Tp + 1$ – собственный оператор ветротурбины; $p = \frac{dU_1}{dt}$ – свойство преобразования Лапласа.

Разделив все члены уравнения (18) на собственный оператор, получим передаточные функции динамических звеньев ветрогенератора.

Крутящий момент $M_{кр}$:

$$W_{\Delta \alpha} = \frac{0,01}{Tp + 1} \Delta \alpha; W_{\Delta V} = \frac{0,02}{Tp + 1} \Delta V; \\ W_{\Delta I_2'} = \frac{0,002}{Tp + 1} \Delta I_2'; W_{\Delta r_1} = \frac{0,35}{Tp + 1} \Delta r_1; \\ W_{\Delta r_2'} = \frac{2,25}{Tp + 1} \Delta r_2'; W_{\Delta x_1} = \frac{0,35}{Tp + 1} \Delta x_1; \\ W_{\Delta x_2'} = \frac{0,35}{Tp + 1} \Delta x_2'; W_{\Delta R} = k(p) = \frac{20,8}{T\Delta R + 1},$$

где $W_{\Delta R} = k(p) = \frac{20,8}{T\Delta R + 1}$ – передаточная функция безынерционного звена редуктора.

Электромагнитный момент M_c :

$$W_{\Delta I_2'} = \frac{0,0024}{Tp + 1} \Delta I_2'; W_{\Delta x_1} = \frac{0,015}{Tp + 1} \Delta x_1; \\ W_{\Delta x_2'} = \frac{0,015}{Tp + 1} \Delta x_2'; W_{\Delta r_1} = \frac{0,00000006}{Tp + 1} \Delta r_1. \quad (20)$$

Структурная схема передаточных функций динамических звеньев ветрогенератора, согласно (18) представлена на рис. 1.

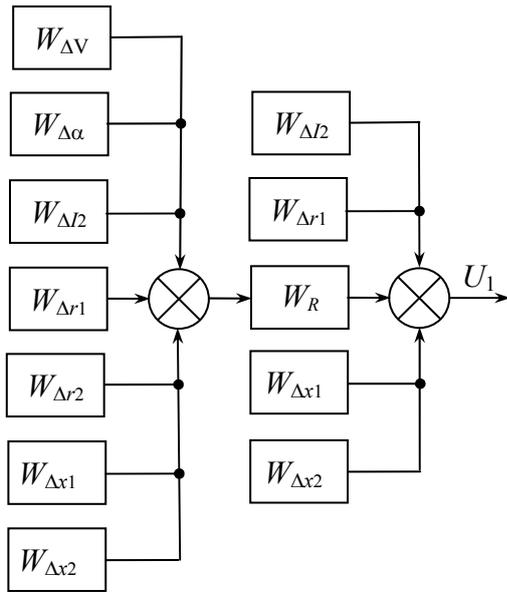


Рис. 1. Структурная схема передаточных функций динамических звеньев ветрогенератора

Fig. 1. The block diagrammed of transfer functions dynamic links of wind-generator

На рис. 1 символом U_1 обозначено фазное напряжение генератора ветротурбины.

Имитационная модель передаточных функций динамических звеньев ветрогенератора, созданная в среде Matlab Simulink, приведена на рис. 2. Блок Transport Delay служит для анализа влияния запаздывания регулирования фазного напряжения. Графики переходных процессов регулирования фазного напряжения генератора ветротурбины приведены на рис. 3.

Из графиков видно:

– время модельного времени переходного процесса рис. 3, а составило $t_{н.н} \approx 2$ с при установившемся значении фазного напряжения генератора ветротурбины $U_{уст} = 220$ В ;

– запаздывание $t_{зан} = 0,07$ с рис. 3, б вызывает колебания фазного напряжения генератора ветротурбины и показывает необходимость своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям [15].

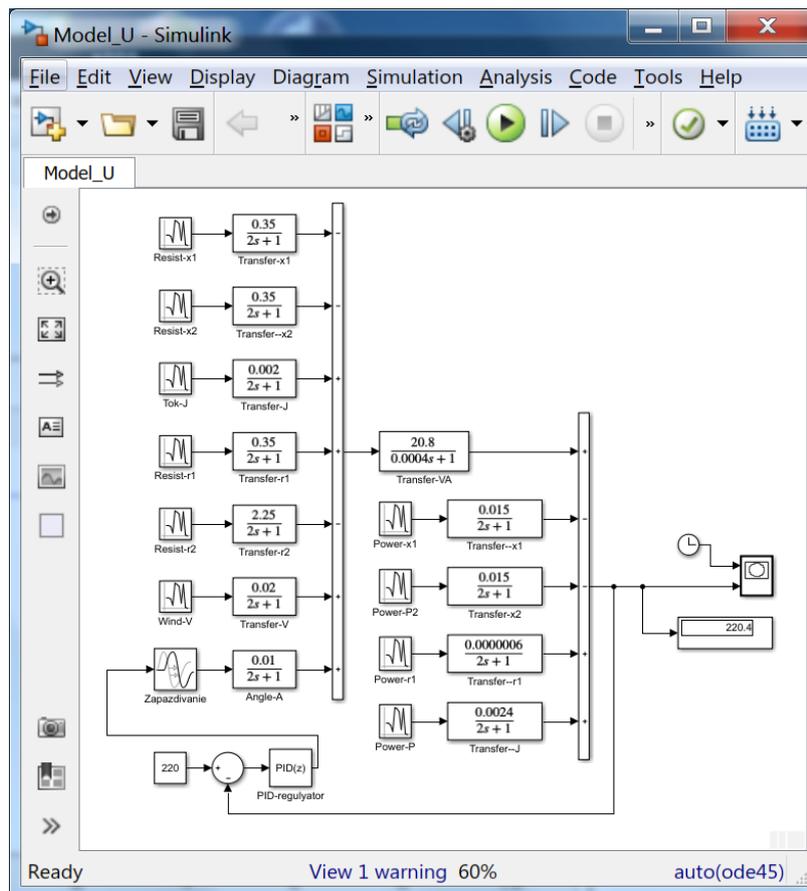


Рис. 2. Имитационная модель передаточных функций динамических звеньев ветрогенератора

Fig. 2. Imitating model of all transfer functions dynamic links of wind-generator

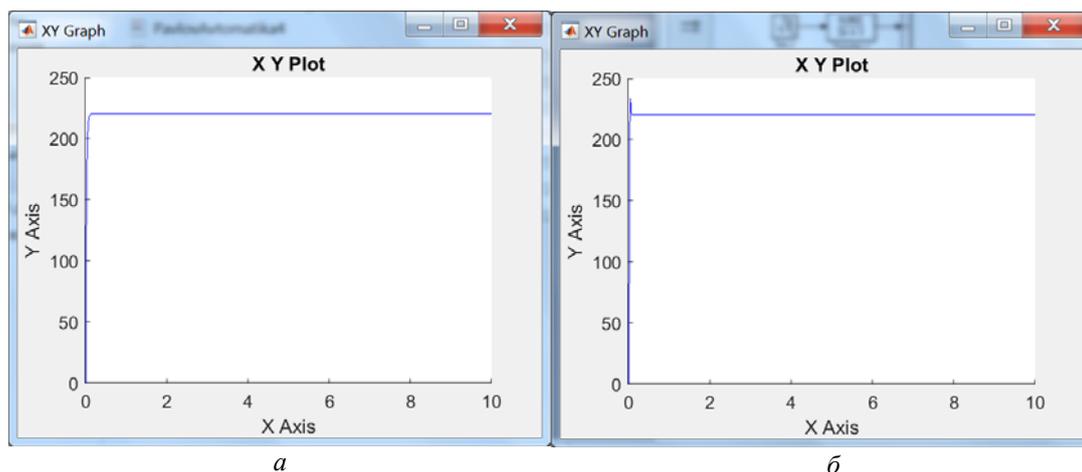


Рис. 3. Графики переходных процессов регулирования фазного напряжения генератора ветротурбины

Fig. 3. Graphs of transients of regulation of phase pressure of the generator of wind-turbine

Анализ полученных результатов и выводы

В результате проведения исследований можно сделать следующие выводы:

- обоснована актуальность разработки метода управления автономной ветроэлектрической установкой на основе автоматизации, с обратной связью по напряжению и с учетом параметров сопротивлений (x_1 , x_2' , r_1 , r_2');

- сделан обзор основных способов управления автономными ветротурбинами;

- выполнено описание дифференциального уравнения фазного напряжения генератора ветротурбины;

- построены передаточные функции динамических звеньев, имитационная модель регулирования фазного напряжения генератора ветротурбины с целью анализа переходных процессов с нулевым и ненулевым запаздыванием, из которых следует, что достигнут желаемый переходный процесс в соответствии с (1) для обеспечения качества самовозбуждения, а также выявлена необходимость своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям.

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

Библиографические ссылки

1. Серебряков Р. А. Перспективы развития ветроэнергетики // Точная наука. 2021. № 110. С. 2–13.
2. Серебряков Р. А. Теоретические основы математического моделирования вихревой ветроэнергетической установки // Точная наука. 2021. № 110. С. 23–30.
3. Многоагрегатная ветроэнергетическая установка для районов с низким ветровым потенциалом /

С. С. Доржиев, Е. Г. Базарова, В. В. Пилипков, М. И. Розенблюм // Агротехника и энергообеспечение. 2021. № 2 (31). С. 45–52.

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

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. Пионкевич В. А. Следящие системы автоматического управления напряжением асинхронного генератора и перспективы их развития // Вестник ИрГТУ. 2016. № 2 (109). С. 81–86.

11. Кривоцов В. С., Олейников А. М., Яковлев А. И. Неисчерпаемая энергия. Ветроэнергетика : учебник. Книга 2. Харьков : Национальный аэрокосмический университет «Харьковский авиационный институт» ;

Севастополь : Севастопольский национальный технический университет, 2004. 519 с.

12. Буяльский В. И. Реализация управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата // Интеллектуальные системы в производстве. 2022. Т. 20, № 4. С. 56–63. DOI: 10.22213/2410-9304-2022-4-56-63.

13. Буяльский В. И. Методы повышения эффективности управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата // Интеллектуальные системы в производстве. 2021. Т. 19, № 3. С. 74–81. DOI: 10.22213/2410-9304-2021-3-74-81.

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

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

References

1. Serebryakov R.A. [Development prospects wind powers]. *Tochnaya nauka*. 2021, no. 110, pp. 2-13 (in Russ.).

2. Serebryakov R.A. [Theoretical bases of mathematical modelling vortical wind power installations]. *Tochnaya nauka*. 2021, no. 110, pp. 23-30 (in Russ.).

3. Dorgiev S.S., Bazarova E.G., Pilipkov V.V., Rozenblum M.I. [Multimodular wind power installation for areas with low wind potential]. *Agrotehnika i energoobespechenie*. 2021, vol. 31, no. 2, pp. 45-52 (in Russ.).

4. Pionkevich V.A. [Mathematical modelling wind turbine for wind power installations with the asynchronous generator a method of frequency high-speed characteristics]. *Vestnik IrGTU*. 2016, no. 3, pp. 35-37 (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 // *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. In *International Journal of Control and Automation*. 2015. No. 8. Pp. 273-284.

10. Pionkevich V.A. [Watching systems of automatic control of pressure of the asynchronous generator and prospect of their development]. *Bulletin IrGTU*. 2016. vol. 109, no. 2, pp. 81-86 (in Russ.).

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

12. Buyal'skii V.I. [Control realization wind electric installation on the basis of the account vibrating loading a drive under different conditions of operation power unit]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2022, vol. 20, no. 4, pp. 56-63 (in Russ.). DOI:10.22213/2410-9304-2022-4-56-63.

13. Buyal'skii V.I. [Methods of increase of a control efficiency wind electric installation on the basis of the account vibrating loading a drive under different conditions of operation power unit]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2021, vol. 19, no. 3, pp. 74-81 (in Russ.). DOI:10.22213/2410-9304-2021-3-74-81.

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

Efficiency Improvement Methods of Independent Wind Electric Installation with Programmed Control

V. I. Buyalsky, PhD in Engineering, Federal State Independent Educational Institution Sevastopol State University, Sevastopol, Russia

Relevance justification of effective automated control method of independent wind electric installation on the basis of voltage feedback and parameters of inductance x_1 , reduced inductance x'_2 , phase resistance of starter winding r_1 , reduced phase resistance of starter winding r'_2 is made under different conditions of electric installation operation to minimize the time of phase voltage regulation transient process of wind turbine generator, that promotes quality improvement of self-excitation and reliability indicator improvement of energy supply of the basic control under insufficient information of meteorological and electric power conditions significantly changing in time.

The review of basic ways to control independent wind electric installations which has shown their negative sides is made, that revealed their negative sides like low execution speed and reliability, lack required voltage control quality,

idle excitation current distortion leading to voltage sine curve distortion of the asynchronous generator, and providing no relay protection or the automatic switch and automation operating mode control.

The differential equation of wind turbine rotor angular speed is composed. Transfer functions of dynamic links for generator phase voltage automatic control of wind turbine taking into account wind speed, rotor winding current, inductance, rotor winding phase resistance, reduced stator winding phase resistance are plotted.

The block diagram imitating model is constructed and schedules of transient processes with zero and non-zero delay were plotted providing delay negative effect development decision making on stability of wind turbine generator phase voltage and to establish method of relevant system preparation to external disturbances vanishing above mentioned disadvantage.

Keywords: automation, independent wind turbine, transient, process, voltage, self-excitation, control system.

Получено: 06.03.23

Образец цитирования

Буяльский В. И. Методы повышения эффективности автономной ветроэлектрической установки с программным управлением // Интеллектуальные системы в производстве. 2023. Т. 21, № 2. С. 49–57. DOI: 10.22213/2410-9304-2023-2-49-57.

For Citation

Buyalsky V.I. [Efficiency improvement methods of Independent wind electric installation with programmed control]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2023, vol. 21, no. 2, pp. 49-57 (in Russ.). DOI: 10.22213/2410-9304-2023-2-49-57.