

УДК 621.658.012.531

DOI: 10.22213/2410-9304-2022-3-34-41

Оценка показателей надежности ветроэлектрической установки на основе минимизации динамических нагрузок на элементы конструкции энергоагрегата

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

Рассмотрен способ оценки минимизации динамических нагрузок больших ветроколес с горизонтальной осью вращения путем замены стальной ферменной башни на бетонную трубчатую, как базовый подход для получения расчетных данных оценки показателей надежности ветроэлектрической установки на основе минимизации динамических нагрузок на элементы конструкции энергоагрегата.

Определена степень минимизации динамических нагрузок на лопасти на основе метода своевременной подготовки системы к внешним возмущениям за счет упреждения скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, в результате уменьшение нагрузки на лопасть составляет 20 %.

Решена задача оценки показателей надежности ветроэлектрической установки на основе минимизации динамических нагрузок на лопасти энергоагрегата в условиях своевременной подготовки системы к внешним возмущениям, что способствует увеличению среднего времени наработки на отказ на 8 %.

Произведен расчет оценки минимизации динамических нагрузок на элементы конструкции энергоагрегата на основе оптимизационной модели учета условий нагруженности привода при разных условиях эксплуатации ветроэлектрического агрегата, в результате уменьшение нагрузки на роторные системы («ветроколесо – ведущая шестерня» и «зубчатое колесо – генератор») составляет 20 %.

Решена задача оценки показателей надежности ветроэлектрической установки на основе минимизации динамических нагрузок на элементы конструкции энергоагрегата на базе оптимизационной модели учета условий нагруженности привода при разных условиях эксплуатации ветроэлектрического агрегата, что способствует увеличению среднего времени наработки на отказ роторных систем («ветроколесо – ведущая шестерня»; «зубчатое колесо – генератор») на 18 %. Определено, что предложенные методы повышения эффективности управления ветроэнергетической установкой позволяют увеличить ресурс работы ветроагрегата на 26 %.

Ключевые слова: надежность системы, динамическая нагрузка, оптимизационная модель, вибрация, 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, экономии 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].

Цель выполненных исследований – оценка показателей надежности ветроэлектрической установки на основе минимизации динамических

нагрузок на элементы конструкции энергоагрегата в определении величины ресурса работы агрегата на основе разработанных математических алгоритмов динамического поведения системы для модификации 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.

Оценка минимизации динамических нагрузок лопасти на основе уменьшения экранизации воздушного потока

При различных режимах работы ветроэлектрической установки энергия ветра воздействует на лопасть турбины с последующей передачей крутящего момента на ротор генератора. В то же время скорость ветра имеет изменчивый характер, что порождает динамические нагрузки на лопастные элементы турбины и негативно

влияет на надежность составных частей ветрогенератора при различных режимах эксплуатации. Таким образом, совершенствование управления динамическими нагрузками ветротурбины является важной задачей в проектировании и эксплуатации энергоагрегата.

Развитие мировой ветроэнергетики повысило уровень надежности лопастных элементов ветрогенератора вследствие уменьшения динамических нагрузок на лопасть для ветротурбин с горизонтальной осью вращения с помощью замены стальной ферменной башни на бетонную трубчатую (рис. 1). Причиной такой модернизации является фактор экранирования. Конструкция стальной ферменной башни имеет свойство срыва воздушного потока, что порождает импульсные воздействия, возникающие каждый раз при пересечении лопастью тени

башни. Исследования показали, что при скорости ветра 15,6 м/с изгибающие моменты у корневой части лопастей в 2–3 раза превышают расчетные, что не обеспечивает надежность в результате преждевременного разрушения лопастей при эксплуатации. Метод расчета препятствия вышки для свободного прохода ветровой энергии основывается на формуле вычисления коэффициента такого заграждения путем деления усредненной скорости метеопараметра ΔV по факту ее снижения на скорость, характерную погодным метеоусловиям V . Замена конструкции вышки из стальной ферменной на бетонную трубчатую обеспечило уменьшение коэффициента заграждения с 0,64 до 0,35, а фронтные нагруженности на лопасть – уменьшились примерно на 1/3.

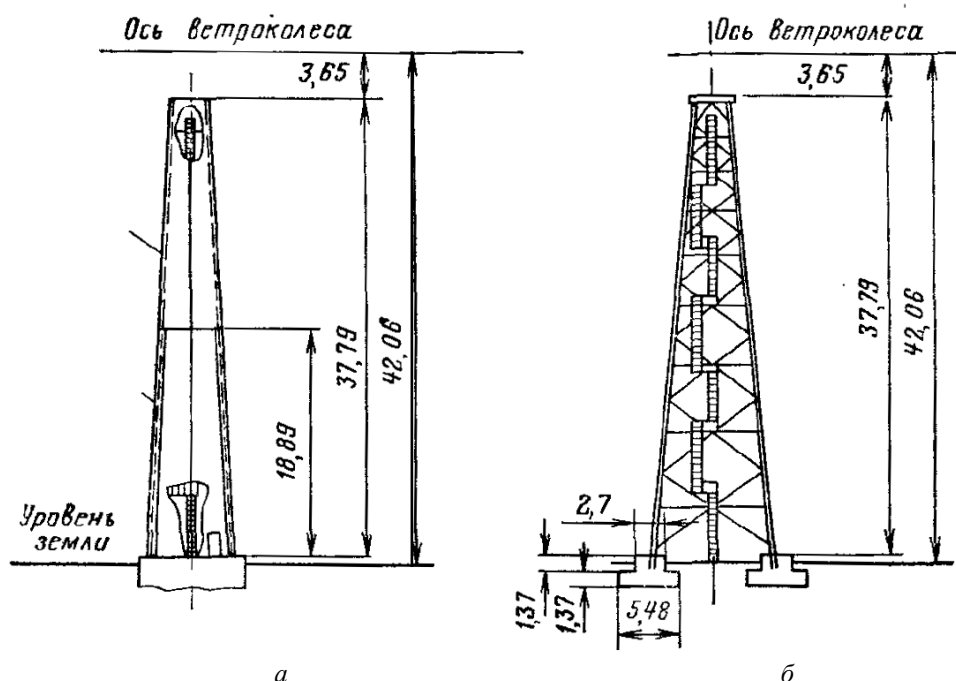


Рис. 1. Бетонная трубчатая (а) и стальная ферменная (б)

Fig. 1. The concrete tubular (a) and steel farm (b)

Оценка минимизации динамических нагрузок лопасти на основе своевременной подготовки системы к внешним возмущениям

Для обоснования результатов дальнейших исследований приведем вышеизложенные расчеты в [10] к угловой скорости ветроколеса ветроэнергетической установки USW56–100.

В работе [11] предложена математическая зависимость угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти:

$$\Omega = 119 \frac{Ze}{rib(1-e^2)} \frac{V}{\alpha}, \text{ рад/с}, \quad (1)$$

где Ω – угловая скорость; Z – коэффициент быстроходности; V – скорость ветра; α – угол положения лопасти; r – длина лопасти; i – количество лопастей; b – ширина лопасти; e – коэффициент торможения.

Используя выражение (1), определим скорость вращения ротора ветротурбины Ω для скорости ветра $V = 15,6$ м/с, $V = 5,6$ м/с и $V = 10$ м/с при среднем уменьшении $\Delta V = 10$ м/с и $\Delta V = 5,6$ м/с. Тогда

$$\Omega_{\Delta v=0} = 119 \frac{5 \cdot 0,6}{8,5 \cdot 3 \cdot 0,68 (1 - 0,6^2)} \frac{15,6}{66} = 7,56 \text{ рад/с},$$

$$\Omega_{\Delta v=10} = 119 \frac{5 \cdot 0,6}{8,5 \cdot 3 \cdot 0,68 (1 - 0,6^2)} \frac{5,6}{66} = 2,67 \text{ рад/с},$$

$$\Omega_{\Delta v=5,6} = 119 \frac{5 \cdot 0,6}{8,5 \cdot 3 \cdot 0,68 (1 - 0,6^2)} \frac{10}{66} = 4,85 \text{ рад/с},$$

где $\Omega = 7,52 \text{ рад/с}$, $Z = 5$, $\alpha = 66 \text{ град}$, $r = 8,5 \text{ м}$,
 $i = 3$, $b = 0,68 \text{ м}$, $e = 0,6$.

Среднее уменьшение угловой скорости ротора ветроколеса составит:

$$\Delta\Omega_{\Delta v=10} = \Omega_{\Delta v=0} - \Omega_{\Delta v=10} = 7,56 - 2,67 = 4,89 \text{ рад/с},$$

$$\Delta\Omega_{\Delta v=5,6} = \Omega_{\Delta v=0} - \Omega_{\Delta v=5,6} = 7,56 - 4,85 = 2,71 \text{ рад/с}.$$

Степень экранирования:

$$\frac{\Delta\Omega_{\Delta v=10}}{\Omega_{\Delta v=0}} = \frac{4,89}{7,56} = 0,64 \text{ и } \frac{\Delta\Omega_{\Delta v=5,6}}{\Omega_{\Delta v=0}} = \frac{2,71}{7,56} = 0,35,$$

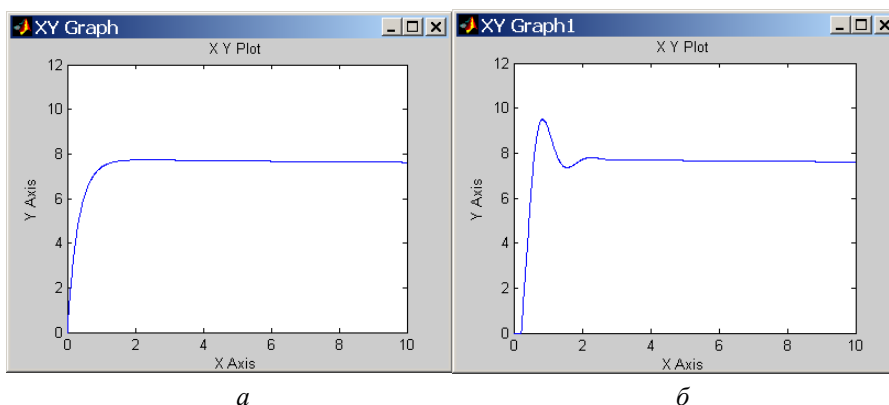


Рис. 2. Графики переходных процессов регулирования угловой скорости ротора ветротурбины

Fig. 2. Graphs of transients of regulation of angular speed of a rotor of wind-turbine

Из графиков видно, что при запаздывании включения двигателя привода питча $t_{zap} = 13 \text{ с}$ – среднее изменение скорости вращения ротора ветротурбины составит:

$$\Delta\Omega_{t_{zap}=13} = \Omega_{t_{zap}=13} - \Omega_{t_{zap}=0} = 9 - 7,52 = 1,48 \text{ рад/с}.$$

Уменьшение степени влияния запаздывания составит:

$$\frac{\Delta\Omega_{t_{zap}=13}}{\Omega_{t_{zap}=0}} = \frac{1,48}{7,52} = 0,2. \quad (2)$$

Таким образом, своевременная подготовка системы к внешним возмущениям приведет к уменьшению нагрузки на лопасть на 20 %.

что соответствует вышеизложенным расчетным данным при устранении с башни лестницы и ее ограждения.

В [12, 13] предложена модификация системы автоматизированного управления ветроэлектрической установкой путем обеспечения своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям, за счет упреждения характеристик метеорологических условий и нагрузки, 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.

На рис. 2, а представлен график регулирования угловой скорости ветроколеса без запаздывания, на рис. 2, б – с запаздыванием ($t_{zap} = 13 \text{ с}$).

Модельное время составит соответственно:

$$\frac{1}{60 \text{ с}} 0 \text{ с} = 0; \quad \frac{1}{60 \text{ с}} 13 \text{ с} = 0,27 \text{ [13]}.$$

Оценка показателей надежности ветроэлектрической установки на основе минимизации динамических нагрузок на элементы конструкции энергоагрегата в условиях своевременной подготовки системы к внешним возмущениям

Надежность работы составных частей ветроэлектрического агрегата – одна из главных задач создания подходов повышения эффективности управления ветроэнергетической установкой, что обусловлено практическими знаниями и исследованиями, которые показывают, что уменьшение расчетного количества производства электроэнергии связано с отказами основных механических систем в процессе эксплуатации. Таким образом, существует необходимость

в повышении точности расчетов производства электроэнергии ветроэлектрическим агрегатом при погодных условиях, обеспечивающих рабочий режим ветротурбины, что возможно в применении методов оценки надежности составных частей ветрогенератора.

Крым определяется местностью, на которой эксплуатируется 469 ветроэлектрических установок USW56–100, установленных на шести ветроэлектростанциях. Для обеспечения работы ветроагрегатов существует необходимость

в ремонте, в том числе и по замене лопастей, что отрицательно сказывается на экономических показателях ветрогенераторов [14].

Для расчета оценки надежности ветрогенератора можно руководствоваться последовательным соединением элементов из одиннадцати позиций. Интенсивность отказов и время восстановления каждого элемента ветротурбин зарубежного производства представлены в табл. 1 [15].

Таблица 1. Плотность вероятности отказов и временной отрезок возобновления работы составляющих частей ветроустановки

Table 1. Density of the probability of failures and the time interval for the resumption of operation of the constituent parts of the wind turbine

№ п/п	Наименование элемента	Интенсивность отказов λ_i , 1/год	Время восстановления	
			τ_i , дней	τ_i , год
1	Лопасты	0,12	5,5	$1,5 \cdot 10^{-2}$
2	Мультипликатор	0,09	8	$2,2 \cdot 10^{-2}$
3	Генератор	0,09	9,5	$2,6 \cdot 10^{-2}$
4	Электромеханический привод питча	0,17	1,9	$0,5 \cdot 10^{-2}$
5	Поворотное устройство	0,14	3,9	$1,1 \cdot 10^{-2}$
6	Система управления	0,32	2,7	$0,1 \cdot 10^{-2}$
7	Механический тормоз	0,1	3,8	$1,0 \cdot 10^{-2}$
8	Крепление лопастей	0,09	4,5	$1,2 \cdot 10^{-2}$
9	Сенсоры	0,19	2,1	$0,6 \cdot 10^{-2}$
10	Силовая электроника	0,5	2,5	$0,7 \cdot 10^{-2}$
11	Вспомогательные сооружения	0,12	4,8	$1,3 \cdot 10^{-2}$

Определим основные показатели надежности системы согласно [16]:

– вероятность рабочего состояния элемента системы:

$$p_{\text{э.с}} = 1 - q_i, \quad (3)$$

где q_i – вероятность состояния отказа элемента системы;

– вероятность рабочего состояния системы:

$$p_c = 1 - q_c, \quad (4)$$

где q_c – вероятность состояния отказа системы;

– вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = \sum_{i=1}^n q_i, \quad (5)$$

где i – порядковый номер элемента; n – количество элементов системы;

– вероятность состояния отказа элемента системы:

$$q_i = \lambda_i \tau_i; \quad (6)$$

– среднее время наработки на отказ элемента системы:

$$T_{\text{ср.э.с}} = \frac{1}{\lambda_i}; \quad (7)$$

– среднее время наработки на отказ системы:

$$T_{\text{ср.с}} = \left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \right)^{-1}, \quad (8)$$

где i – порядковый номер элемента; n – количество элементов системы.

После подстановки данных табл. 1 с использованием формул (3)–(8) получим основные показатели надежности системы. Результаты вычислений сведены в табл. 2.

Согласно (2) оценка величины ресурса работы ветроэлектрогенератора USW56–100 в условиях своевременной подготовки системы к внешним возмущениям характеризуется уменьшением динамических нагрузок на лопасти на 20 %. Таким образом, интенсивность отказов λ_i в позициях 1 и 8 (табл. 1) снизится на 20 %.

Результаты вычислений основных показателей надежности ВЭУ USW56–100 в условиях своевременной подготовки системы к внешним возмущениям сведены в табл. 3.

Таблица 2. Результаты вычислений основных показателей надежности системы

Table 2. Calculation results of the main indicators of system reliability

Наименование элемента	Вероятность рабочего состояния, $p_{э,с}$	Вероятность состояния отказа, q_i	Среднее время наработки на отказ, $T_{ср,э,с}$, год
Лопасты	0,9982	$1,8 \cdot 10^{-3}$	8,33
Мультипликатор	0,9980	$2,0 \cdot 10^{-3}$	11,11
Генератор	0,9977	$2,3 \cdot 10^{-3}$	11,11
Электромеханический привод питча	0,9992	$8,0 \cdot 10^{-4}$	5,88
Поворотное устройство	0,9985	$1,5 \cdot 10^{-3}$	7,14
Система управления	0,9997	$3,0 \cdot 10^{-4}$	3,12
Механический тормоз	0,9990	$1,0 \cdot 10^{-3}$	10,00
Крепление лопастей	0,9990	$1,1 \cdot 10^{-3}$	11,11
Сенсоры	0,9989	$1,1 \cdot 10^{-3}$	5,26
Силовая электроника	0,9965	$3,5 \cdot 10^{-3}$	2,00
Вспомогательные сооружения	0,9986	$1,4 \cdot 10^{-3}$	8,33
	$p_c = 0,9834$	$q_c = 0,0166$	$T_{ср,с} = 0,012$

Таблица 3. Результаты вычислений основных показателей надежности системы в условиях подготовки к внешним возмущениям

Table 3. Calculation results of the main indicators of system reliability under conditions of preparation to external disturbances

Наименование элемента	Вероятность рабочего состояния, $p_{э,с}$	Вероятность состояния отказа, q_i	Среднее время наработки на отказ, $T_{ср,э,с}$, год
Лопасты	0,9986	$1,4 \cdot 10^{-3}$	10,42
Мультипликатор	0,9980	$2,0 \cdot 10^{-3}$	11,11
Генератор	0,9977	$2,3 \cdot 10^{-3}$	11,11
Электромеханический привод питча	0,9992	$8,0 \cdot 10^{-4}$	5,88
Поворотное устройство	0,9985	$1,5 \cdot 10^{-3}$	7,14
Система управления	0,9997	$3,0 \cdot 10^{-4}$	3,12
Механический тормоз	0,9990	$1,0 \cdot 10^{-3}$	10,00
Крепление лопастей	0,9991	$8,6 \cdot 10^{-4}$	13,88
Сенсоры	0,9989	$1,1 \cdot 10^{-3}$	5,26
Силовая электроника	0,9965	$3,5 \cdot 10^{-3}$	2,00
Вспомогательные сооружения	0,9986	$1,4 \cdot 10^{-3}$	8,33
	$p_c = 0,9839$	$q_c = 0,0162$	$T_{ср,с} = 0,011$

Расчетные данные, представленные в табл. 3, показывают, что:

1) вероятность рабочего состояния увеличится: лопасть – 0,04 %; крепление лопастей – 0,01 %; система – 0,05 %;

2) вероятность состояния отказа снизится: лопасть – 22 %; крепление лопастей – 22 %; система – 2 %;

3) среднее время наработки на отказ увеличится на 8 %.

Оценка показателей надежности ветроэлектрической установки на основе минимизации динамических нагрузок на элементы конструкции энергоагрегата в условиях учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации ветротурбины

В соответствии с выражением (2) уменьшение динамических нагрузок на лопасти состав-

ляет 20 %, а переходный процесс регулирования угловой скорости ветроколеса при этом уменьшился на 50 % (рис. 1).

Согласно материалу, представленному автором в этом журнале в прошлых номерах (Интеллектуальные системы в производстве. 2022. Т. 2, № 1 и 2), предложенная оптимизационная модель учета условий нагруженности привода при разных условиях эксплуатации ветроэлектрической установки позволяет уменьшить переходный процесс на 50 %, а также не допустить проявления вибраций роторных систем: «ветроколесо – ведущая шестерня»; «зубчатое колесо – генератор», в диапазоне частот: 190 – 310 рад/с, что характерно для рабочего режима ветроэнергетической установки.

Таким образом, вышеизложенные исследования свидетельствуют о том, что оптимизационная модель учета условий нагруженности

привода при разных условиях эксплуатации ветроэлектрической установки приведет к уменьшению нагрузки на роторные системы на 20 %.

После подстановки данных табл. 1 с использованием формул (3)–(8) получим основные показатели надежности системы. Интенсивность

отказов λ_i в позициях 1 и 8 (табл. 1) с учетом своевременной подготовки системы к внешним возмущениям снизится на 40 %, а в позициях 2 и 3 – на 20 %. Результаты вычислений сведены в табл. 4.

Таблица 4. Результаты вычислений основных показателей надежности системы в результате учета условий нагруженности привода при разных условиях эксплуатации ветроагрегата

Table 4. Calculation results of the main indicators of system reliability as a result of taking into account the loading conditions of the drive under different operating conditions of the wind turbine

Наименование элемента	Вероятность рабочего состояния, $p_{э,с}$	Вероятность состояния отказа, q_i	Среднее время наработки на отказ, $T_{ср,э,с}$, ГОД
Лопасты	0,9989	$1,1 \cdot 10^{-3}$	13,89
Мультипликатор	0,9984	$1,6 \cdot 10^{-3}$	13,89
Генератор	0,9981	$1,9 \cdot 10^{-3}$	13,89
Электромеханический привод питча	0,9992	$8,0 \cdot 10^{-4}$	5,88
Поворотное устройство	0,9985	$1,5 \cdot 10^{-3}$	7,14
Система управления	0,9997	$3,0 \cdot 10^{-4}$	3,12
Механический тормоз	0,9990	$1,0 \cdot 10^{-3}$	10,00
Крепление лопастей	0,9994	$6,5 \cdot 10^{-4}$	18,52
Сенсоры	0,9989	$1,1 \cdot 10^{-3}$	5,26
Силовая электроника	0,9965	$3,5 \cdot 10^{-3}$	2,00
Вспомогательные сооружения	0,9986	$1,4 \cdot 10^{-3}$	8,33
	$p_c = 0,9843$	$q_c = 0,0149$	$T_{ср,с} = 0,009$

Расчетные данные, представленные в табл. 4, показывают:

1. Вероятность рабочего состояния увеличится: лопасть – 0,07 %; мультипликатор – 0,04 %; генератор – 0,04 %; крепление лопастей – 0,04 %; система – 0,04 %.

2. Вероятность состояния отказа снизится: лопасть – 21 %; мультипликатор – 20 %; генератор – 17 %; крепление лопастей – 41 %; система – 8 %.

3. Среднее время наработки на отказ увеличится на 18 %.

4. Суммарное время наработки на отказ (табл. 3 и 4) увеличится на 26 %.

Анализ полученных результатов и выводы

В результате проведения исследований можно сделать следующие выводы:

– приведен анализ исследований по минимизации динамических нагрузок на лопасти с помощью уменьшения экранизации воздушного потока как основа дальнейших исследований по оценке показателей надежности ветроэлектрической установки;

– произведен расчет по оценке минимизации динамических нагрузок на лопасти на основе своевременной подготовки системы к внешним

возмущениям, что способствует уменьшению нагрузки на лопасть на 20 %;

– решена задача оценки показателей надежности ветроэлектрической установки на основе минимизации динамических нагрузок на элементы конструкции энергоагрегата в условиях своевременной подготовки системы к внешним возмущениям с результатом увеличения среднего времени наработки на отказ на 8 %;

– произведен расчет по оценке минимизации динамических нагрузок на элементы конструкции энергоагрегата на основе оптимизационной модели учета условий нагруженности привода при разных условиях эксплуатации ветроэлектрической установки, что способствует уменьшению нагрузки на роторные системы на 20 %;

– решена задача оценки показателей надежности ветроэлектрической установки на основе минимизации динамических нагрузок на элементы конструкции энергоагрегата на основе оптимизационной модели учета условий нагруженности привода при разных условиях эксплуатации ветроэлектрической установки с результатом увеличения среднего времени наработки на отказ на 18 %;

– определено суммарное время наработки на отказ от предложенных методов управления ветроэлектрическим агрегатом с результатом увеличения на 26 %.

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

Библиографические ссылки

1. Шнеерсон 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. Д. де Рензо. Ветроэнергетика / Д. де Рензо ; пер. с англ.; под ред. Я. И. Шефтера. М. : Энергоатомиздат, 1982. 272 с. : ил.

11. Буяльский В. И. Метод повышения эффективности управления режимом работы ветротурбины // Энергетик. 2013. № 9. С. 34–37.

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

13. Буяльский В. И. Компьютерное моделирование регулирования запаздывания угловой скорости ветроколеса // Энергетик. 2014. № 12. С. 27–29.

14. Анализ энергетических характеристик ВЭУ USW56–100 с новыми и штатными лопастями по результатам испытаний в составе Мирновской ВЭС / А. И. Даниленко, Э. А. Бекиров, С. Н. Воскресенская, А. Алякаата // Строительство и техногенная безопасность. 2018. № 1. С. 133–142.

15. Мирошниченко Т. В. Оценка показателей надежности ветроэнергетических установок и ветропарков // Молодежь и наука : сборник материалов X Юбилейной Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием, посвященной 80-летию образования Красноярского края. Красноярск : Сибирский федеральный ун-т, 2014. URL: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2014/directions.html>.

16. Гук Ю. Б., Свиненко М. М., Тремясов В. А. Расчет надежности схем электроснабжения. Л. : Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1990. 208 с.

References

1. Schneerson R. M. [Development of a hybrid wind energy 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-speed 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]. *Ingenerniy 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. D. de Renzo. *Vetroenergetika* [Wind-power]. Moscow: Energoatomizdat, 1982 (in Russ).
11. Buyalsky V.I. [Method for improving the efficiency of wind turbine operation mode control]. *Energetik*. 2013. No. 9, pp. 34-37 (in Russ).
12. Buyalsky V.I. (2014). *Energetik* [Energetic], no. 5, pp. 33 – 35 (in Russ.). 2014. №5. – С. 33 – 35.
13. Buyalsky V.I. [Computer simulation of wind turbine angular velocity delay control]. *Energetik*. 2014. No. 12, pp. 27-29 (in Russ.).
14. Danilenko A.I. [Analysis of the energy characteristics of wind turbines USW56-100 with new and standard blades based on test results as part of the Mirnovskaya wind farm]. *Stroitelstvo i tehnogennaya bezopasnosty*. 2018. No. 1, pp. 133-142 (in Russ.).
15. Miroshchichenko T.V. (2014). *Molodegy I nauka: sbornik materialov X Ubielnoy Vserossiyskoy nauchnotekhnicheskoy konferencii studentov, aspirantov I molodih uchenih s megdunarodnim uchastiem, posvyaschenoy 80-letiu obrazovaniya Krasnoyarskogo kraya* [Youth and science: the collection of materials X of Anniversary All-Russia scientific and technical conference of students, post-graduate students and young scientists with the international participation, devoted to the 80 anniversary of formation of Krasnoyarsk region]. Available at: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2014/directions.html> (in Russ.).
16. Guk U.B., Svinenko M.M., Tremyasov V.A. Гук Ю.Б. *Raschet nadezhnosti shem elektrosnabgeniya* [Calculation of reliability of schemes of electrosupply]. Leningrad: Energoatomizdat Publ., 1990 (in Russ).

Reliability Parameter Evaluation of Wind Turbine Based on Minimization of Dynamic Loads Acting on Power Plant Structural Components

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

An evaluation method of minimization of dynamic loads of big wind wheels with horizontal axis of rotation by replacing a steel lattice tower with a concrete tube was considered as the basic approach to obtain the calculated data of wind power plant reliability evaluation parameters based on dynamic loads minimization acting on power plant structural components.

A certain degree of dynamic load minimization acting on vanes based on duly system preparation for external disturbances due to prediction of wind speed and power of electric energy input resulted in load minimization per a vane by 20 %.

The problem of parameter reliability evaluation of wind power plant based on minimization of dynamic loads acting on power plant vanes under the condition of duly system preparation for external disturbances was solved enabling increasing of run-to-failure mean time by 8 %.

Evaluation analysis of dynamic load minimization acting on power plant structural elements based on optimization model that accounts drive loading conditions at various operation conditions of wind electrical power plant was performed, as the result of rotor system load (“wind wheel - the driving gear”, “gear – generator”) decrease constitutes 20 %.

The problem of reliability evaluation parameters of wind electric power plant based on dynamic load minimization acting on power plant structural elements was solved by implementing optimization model of drive loading conditions at various operational conditions of wind electric power plant increasing the rotor system (“wind wheel – driving gear”; “gear – generator”) run-to-failure mean time by 18 %.

It was found that the proposed methods of efficiency improvement of wind power plant control enable to increase the operation lifecycle of wind power plant by 26 %.

Keywords: system reliability, dynamic load, optimization model, vibration, wind turbine, rotor system.

Получено: 04.04.22