

УДК 621.658.012.531

DOI: 10.22213/2410-9304-2023-3-48-53

Автономные ветроэнергоустановки с оптимальным управлением в составе ветроэлектростанции

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

Б. А. Якимович, доктор технических наук, профессор, Севастопольский государственный университет,
Севастополь, Россия

На основе проведенного анализа управления автономным ветроэлектрическим агрегатом с заблаговременной установкой лопастей на требуемый угол в соответствии с оценкой времени включения двигателя привода питча и учета 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 , направленного на минимизацию времени переходного процесса регулирования фазного напряжения генератора ветротурбины, что способствует обеспечению повышения качества процесса самовозбуждения и улучшению показателей электроснабжения в условиях неполной информации о характеристиках скорости ветра и электрической нагрузки, существенно изменяющихся во времени, – разработан критерий разграничения времени доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и основного методов выработки управляющих воздействий.

Для эффективной согласованной работы предложенного и основного способов управления ветроэнергоустановкой произведено разграничение времени доступа к устройству изменения положения лопастей, а минимизация отрезка времени экстраполяции ветрового потока и электрической нагрузки способствует повышению точности оценки скорости ветра и величины потребляемой мощности за счет устойчивых усредненных значений метеорологического и электроэнергетического процессов, а также обеспечивает уменьшение времени контроля выходных управляемых параметров со стороны существующего основного метода управления, что существенно сокращает его участие в процессе принятия управляющих решений, поскольку данный способ управляющие воздействия генерирует с запаздыванием, что приводит к колебаниям фазного напряжения.

Разработан программный модуль управления автономной работой ветроагрегата в составе ветроэлектростанции с заданной заблаговременностью и учетом динамических свойств системы, что способствует повышению стабильности напряжения современных ветрогенераторов для автономного режима эксплуатации. Усовершенствован программный комплекс управления ветроэлектрической установкой на основе режимности работы энергоагрегата – автономный процесс производства электроэнергии или на энергосистему.

Ключевые слова: оптимизация, автономная ветротурбина, оценка времени, компьютерная программа, автоматизация, система управления.

Введение

Научное направление автоматизации производственных процессов предполагает создание методов по усовершенствованию автоматизированных систем управления в различных отраслях промышленности и хозяйства. Одной из областей применения таких методов является усовершенствование автоматизированной системы управления автономной ветроэлектрической установкой [1–12].

Целью выполненных исследований является разграничение времени доступа к двигателю привода питча угла лопасти со стороны нового и существующего подходов управления с программной реализацией автономной ветроэнергоустановки в составе ветроэлектростанции на основе выработки управляющих воздействий с заданной заблаговременностью и учетом динамических свойств системы, что способствует

повышению стабильности напряжения современных ветрогенераторов для автономного режима эксплуатации.

Организация согласованной работы предложенного и существующего методов регулирования угловой скорости ротора ветротурбины

Реализация процесса по поддержанию номинальной скорости вращения ротора турбины за счет заблаговременной установки положения лопастей для ветровой и электрической нагрузки как внешних возмущающих воздействий осуществляется с помощью оценки времени включения двигателя привода питча [13]:

$$T_{\text{вкл}} = t_1 + \left(\left(\ln \left(1,3 - 0,3 \frac{V_1}{V_0} \right) + \sqrt{b^2 - 4ac} \left(1,3 - 0,3 \frac{P_0}{P_1} \right) \right) 0,002J - t_{\text{пост.бр}} \right), \quad (1)$$

где V_0 – текущее значение скорости ветра; V_1 – оценка скорости ветра на последующем интервале времени; P_0 – текущее значение мощности потребляемой электроэнергии; P_1 – оценка мощности потребляемой электроэнергии на последующем интервале времени; J – приведенный момент инерции; $t_{\text{пост.вр}}$ – постоянная времени переходного процесса.

На основе анализа регулирования фазного напряжения генератора автономной ветротурбины [14] выявлено, что запаздывание $t_{\text{зап}} = 0,07$ с вызывает его колебания и обуславливает необходимость выработки заблаговременного решения по управлению. Поскольку время запаздывания регулирования напряжения не превышает 1 с, то можно принять $t_{\text{зап}} = 1$ с – как своевременное и постоянное время выработки управляющих воздействий. Также следует учитывать (1), что время разворота лопастей $t_{\text{пост.вр}} = 1$ с. Тогда своевременная подготовка системы к внешним возмущениям в сумме составит 2 с, а формула оценки времени включения двигателя привода угла pitch лопасти (1) примет вид

$$T_{\text{вкл}} = t_1 - t_{\text{зап}} - t_{\text{пост.вр}}. \quad (2)$$

Управление автономной ветроэлектрической установкой также подразумевает наличие математической модели фазного напряжения генератора ветротурбины, предложенной в [14]:

$$U_1 = I_2' \sqrt{\left(\frac{r_2'}{1 - [119kZeV/\Omega rib(1-e^2)\alpha]} + r_1 \right)^2 + (x_1 + x_2')^2}, \quad (3)$$

где 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; Ω – угловая скорость ротора ветротурбины.

Определение угла положения лопасти следует из (3):

$$\alpha = 119k \frac{1}{rib(1-e^2)} \times \frac{Ze}{\left(1 - \left[\frac{r_2'}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I_2')^2 (x_1 + x_2')^2}{(I_2')^2}} - r_1 \right]} \right)} \frac{V}{\Omega}. \quad (4)$$

В то же время в работе [15] эффективное использование выражения (1) обосновано запаздыванием по управлению, превышающим время 1 с разворота лопастей на необходимый угол и составляет от 4 до 9 с, что обусловлено вариацией часового параметра своевременной подготовки системы к внешним возмущениям.

Таким образом, для организации согласованной работы предложенного и существующего методов регулирования скорости вращения ветроколеса автономной ветроэлектрической установки в соответствии с [15] (рис. 1) оптимальный интервал оценки внешних возмущающих воздействий составит $\Delta t = 2$ с, обусловленный повышением стабильности средних значений ветровой и электрической нагрузки за счет минимального отрезка времени упреждения с целью повышения точности оценки.

Программная реализация оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии позволяет использовать на последующих интервалах сохраненные в файле измеренные значения ветровой и электрической нагрузки для их упреждения [15].

Таким образом, первоначально основное управление имеет доступ к устройству изменения положения лопастей на отрезке времени $\Delta t_1 = 60$ с, а в последующих интервалах его длительность составит $\Delta t_2 = 3$ с (рис. 1), что способствует минимизации времени участия в процессе принятия решений со стороны основного управления, которое с запаздыванием вырабатывает управляющие воздействия и порождает колебания напряжения электроэнергии.

Время контроля выходных параметров $\Delta t_2 = 3$ с обусловлено временем запаздывания регулирования напряжения $t_{\text{зап}} = 0,07$ с, которое характеризуется как очень малое, и управляемый параметр U_1 имеет быстро затухающий колебательный процесс.

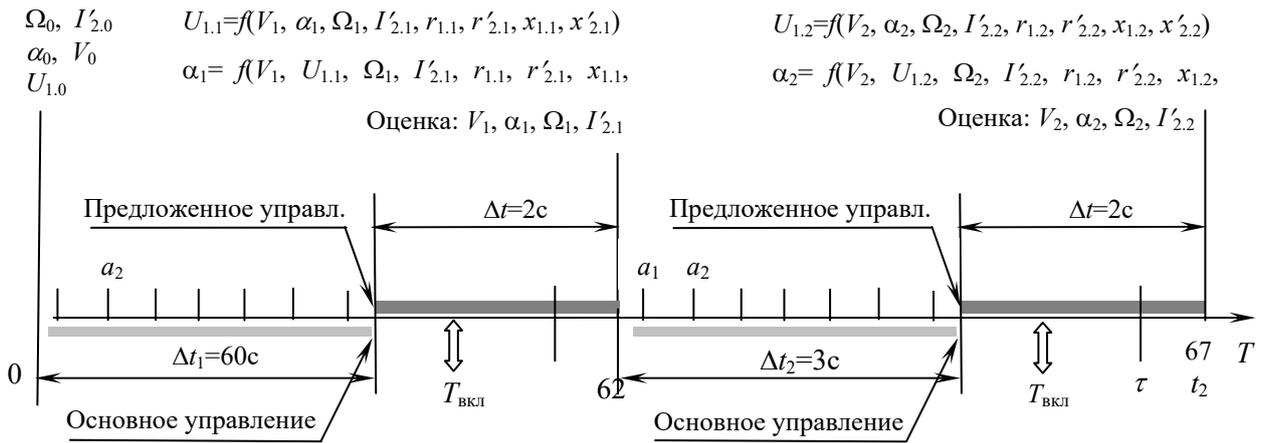


Рис. 1. Временная схема доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и основного методов управления

Fig. 1. The Time scheme of access to the device of change position of blades from the offered and basic control methods

Программная реализация

Предложенное управление автономной ветроэлектрической установкой для повышения эффективности требует модификации программного комплекса, предложенного в [15].

Поскольку программное обеспечение имеет свойства инвариантности управления объектом, то будет целесообразным и эффективным реализовать модифицированный «Главный экран» (рис. 2), который включает два режима оптимального управления ветротурбиной: энергосистемное и автономное управление.

Режим «Энергосистемное управление» реализует подход для оптимального управления ветроагрегатом выработки электроэнергии на энергосистему.

Режим «Автономное управление» характеризуется оптимальным решением по выработке управляющих воздействий для автономного электроснабжения ветроэнергостанцией (рис. 2).

Описание назначения областей А, В, С D, Е, F, G приведено в [15].

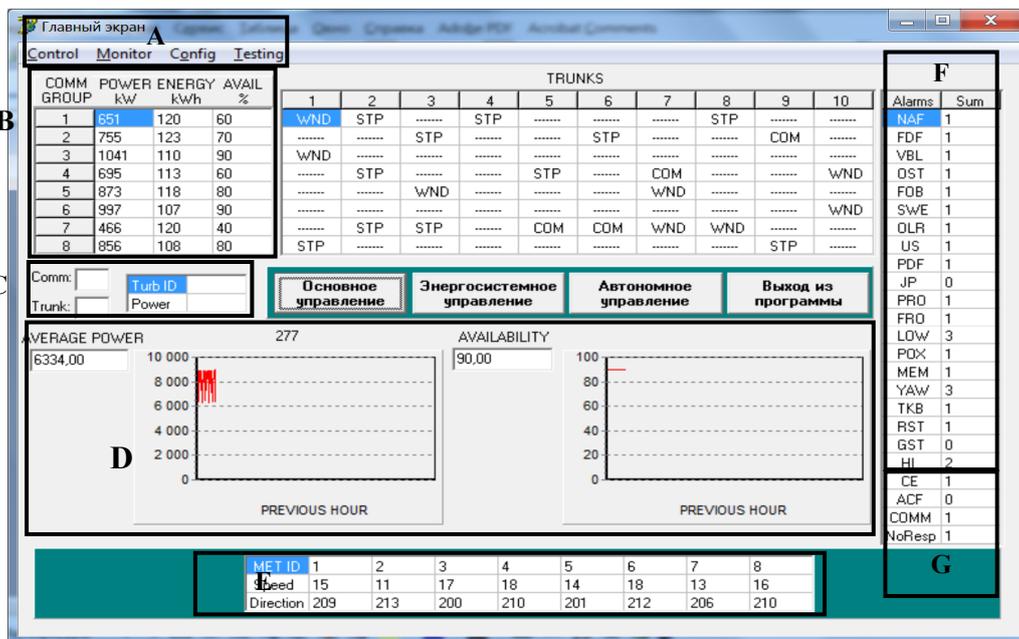


Рис. 2. «Главный экран» системы управления ветроэлектростанцией. Расположение областей А, В, С D, Е, F, G

Fig. 2. «The main screen» control systems wind power plant. An arrangement of areas: A. B. C D. E. F. G

На рис. 3 представлен вид окна программного модуля управления автономной работой ветроагрегата в составе ветроэлектростанции с заданной заблаговременностью и учетом динами-

ческих свойств системы, что способствует повышению стабильности напряжения современных ветрогенераторов для автономного режима эксплуатации.

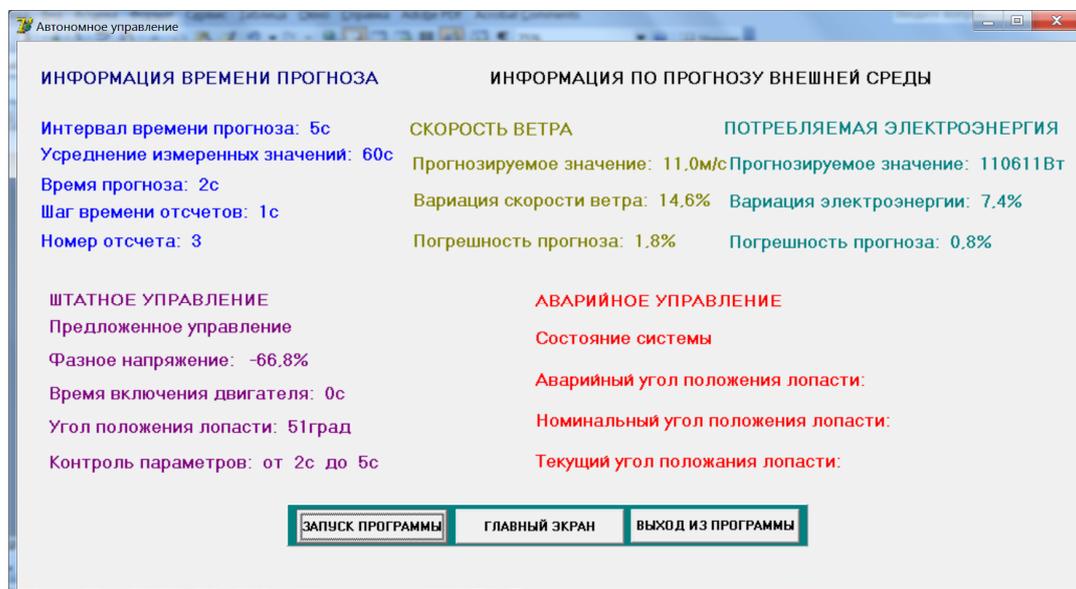


Рис. 3. Программный модуль управления автономной работой ветроагрегата в составе ветроэлектростанции

Fig. 3. The program module of control of independent work wind unit in structure wind electric stations

Информационные элементы (рис. 3) имеют назначения, описание которых приведено в [15], а расчетные параметры имеют следующие значения:

- 1) упреждение метеопараметра: 11,0 м/с;
- 2) упреждение электрической нагрузки: 110611 Вт;
- 3) уменьшение фазового напряжения составило 66,8 %;
- 4) угол установки лопасти составляет 51 градус;
- 5) на 0-й секунде двигатель начнет выполнять разворот лопастей на расчетный угол, то есть после завершения обработки данных оценки внешних возмущений и выработки управляющих воздействий на последующие 2 с;
- 6) реализация контроля выходных управляемых параметров осуществляется на отрезке от 2 до 5 с.

Аргументация полученных результатов (рис. 4):

– Наличие тока обмотки ротора I_2 , скорости ветра V , угла установки лопасти α и скорости вращения ротора ветротурбины Ω в (3) определяет необходимость в использовании выраже-

ния (1) для оценки времени, включения двигателя привода угла питча.

– Согласно (3), фазное напряжение генератора ветротурбины пропорционально зависит от параметров сопротивлений (x_1, x'_2, r_1, r'_2). Таким образом, при уменьшении нагрузки ошибка фазного напряжения в окне программы выводится со знаком минус, при этом угловая скорость ротора ветротурбины увеличивается, что требует своевременной подготовки системы к внешним возмущениям.

– На основе вышеизложенного следует, что предложенное управление на основе заблаговременной подготовки системы к изменению внешней среды обеспечивает повышение качества процесса самовозбуждения асинхронного генератора.

Анализ полученных результатов и выводы

В результате проведения исследований можно сделать следующие выводы:

– определен оптимальный интервал оценки внешних возмущений и время разграничения доступа к двигателю привода питча со стороны предложенного и основного способов управления;

– разработан программный модуль автоматизации управления автономной ветроэнергетической установкой в составе ветроэлектростанции с заданной заблаговременностью и учетом динамических свойств системы, что способствует повышению стабильности напряжения современных ветрогенераторов для автономного режима эксплуатации;

– усовершенствован программный комплекс управления автономной ветроэнергоустановкой на основе режимности работы энергоагрегата: автономный процесс производства электроэнергии или на энергосистему.

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. Нечаев И. С., Шонина Д. Е. Особенности и проблемы развития ветровой энергетики // Молодой ученый. 2019. № 15 (253). С. 44–46.

12. Горячев С. В., Смолякова А. А. Проблемы и перспективы ветроэнергетических систем в России // Международный научно-исследовательский журнал. 2022. № 5 (119). С. 37–41.

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

14. 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.

15. Буяльский В. И. Программное обеспечение управления ветротурбиной в составе ветроэлектростанции на базе учета вибрационной нагруженности привода и своевременной подготовки процесса принятия управляющих решений при разных режимах эксплуатации энергоагрегата // Интеллектуальные системы в производстве. 2023. Т. 21, № 1. С. 79–87. DOI: 10.22213/2410-9304-2023-1-79-87.

References

1. Serebryakov R.A. [Prospects for the development of wind energy]. *Tochnaya nauka*. 2021. No. 110. Pp. 2-13 (in Russ.).
2. Serebryakov R.A. [Theoretical foundations of mathematical modeling of a vortex wind turbine]. *Tochnaya nauka*. 2021. No. 110. Pp. 23-30 (in Russ.).
3. Dorgiev S.S., Bazarova E.G., Pilipkov V.V., Rozenblum M.I. [Multi-unit wind power plant for areas with low wind potential]. *Agrotehnika i energoobespechenie*. 2021. No. 2. Pp. 45-52 (in Russ.).
4. 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.).
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. Pionkevich V.A. [Watching systems of automatic control of pressure of the asynchronous generator and prospect of their development]. *Vestnik IrGTU*. 2016. Vol. 109, no. 2. Pp. 81-86 (in Russ.).

11. Nechev I.S., Shonina D.E. [Features and problems of development of wind power]. *Molodoy ucheniy*. 2019. No. 15. Pp. 44-46 (in Russ.).

12. Goryachev S.V., Smolyakova A.A. [Problems and prospects wind power systems in Russia]. *Megdunarodniy nauchno-issledovatel'skiy jurnal*. 2022. No. 5. Pp. 37-41 (in Russ.).

13. Buyal'skii V.I. [Technique for eliminating the turn-on delay of a wind turbine blade turner]. *Energetic*. 2014. No. 5. Pp. 33-55 (in Russ.).

14. Buyal'skii V.I. [Methods for improving the efficiency of an autonomous wind power plant with program 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.

15. Buyal'skii V.I. [Software for controlling a wind turbine as part of a wind power plant based on taking into account the vibration load of the drive and timely preparation of the process of making control decisions under different operating modes of the power unit]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2023. Vol. 21, no. 1. Pp. 79-87 (in Russ.). DOI:10.22213/2410-9304-2023-1-79-87.

Independent Wind Power Installations with Optimum Control Being the Part of Wind Power Plant

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

B. A. Yakimovich, DSc. Engineering, Professor, Federal State Independent Educational Institution Sevastopol State University, Sevastopol, Russia

Based on the analysis of the independent wind power unit control with advanced blade installation to the required angle in accordance with pitch drive motor turn-on time estimation and taking into account the parameters of inductive resistance x_1 , reduced inductive resistance x'_2 , active resistance of the stator winding phase r_1 , reduced active resistance of the winding phase stator r'_2 , aimed at minimizing the time of the phase voltage transient regulation of the wind turbine generator, so as to improve the quality of the self-excitation process and the performance of power supply under conditions of incomplete information about wind speed and electrical load characteristics that change significantly over time – a criterion for delimiting the access time has been developed for the device to change blade position in terms of proposed and main methods to develop controlling actions.

Access time differentiation is made for the effective matching of the offered and basic ways of wind power installation control blade position, and minimization of time extrapolation interval of wind stream and electric loading promotes wind speed accuracy estimation and power consumption due to steady average values of meteorological and electric and power process, and also provides control time reduction of target control parameters from an existing basic control method, that essentially reduces its participation in decision making process as the given way generates control actions with delay that leads to fluctuations of phase voltage.

The software control module of independent wind unit operation within the structure of wind power plant with the set advanced time and taking dynamic properties of the system into account that increases voltage stability of modern wind generators for an independent operation mode is developed.

The software package for controlling a wind power plant has been improved based on the power unit operation mode - an independent process of electricity generation or for the power system.

Keywords: optimization, independent wind turbine, time estimation, computer program, automation, control system.

Получено: 19.06.23

Образец цитирования

Буяльский В. И., Якимович Б. А. Автономные ветроэнергостановки с оптимальным управлением в составе ветроэлектростанции // Интеллектуальные системы в производстве. 2023. Т. 21, № 3. С. 48–53. DOI: 10.22213/2410-9304-2023-3-48-53.

For Citation

Buyal'skii V.I., Yakimovich B.A. [Independent wind power installation with optimum control in structure wind power plant]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2023, vol. 21, no. 3, pp. 48-53. DOI: 10.22213/2410-9304-2023-3-48-53.