

УДК 621.311.24

## АНАЛИЗ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ВЕТРОТУРБИНЫ И АСИНХРОНИЗИРОВАННОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

*О.О. Тыхевич**Национальный аэрокосмический университет им. Н.Е. Жуковского «ХАИ»*

Представлены результаты численного моделирования системы «ветротурбина - асинхронизированный синхронный генератор» при согласовании ее параметров. Предложена программная система автоматического управления АСГ, которая обеспечивает стабильную выработку электроэнергии.

\* \* \*

Представлено результати числового моделювання системи "вітротурбіна - асинхронізований синхронний генератор" при узгодженні її параметрів. Запропоновано програмну систему автоматичного керування АСГ, що забезпечує стабільне вироблення електроенергії.

\* \* \*

The results of number modeling of "windturbine – double feed generator" system from the position of its coordination are represented. The program control system which provides DFG with stable electricity generation is proposed.

Наиболее перспективным генераторным комплексом в ветроэнергетике считается асинхронизированный синхронный генератор (АСГ). Последние разработки в области силовой электроники позволяют предположить, что эффективность ВЭУ с АСГ будет повышена и станет недостижимой для ВЭУ с другими типами генераторных систем, для чего необходимо провести целый ряд исследований по согласованию работы ветротурбины и АСГ, а также созданию алгоритмов управления возбуждением АСГ.

Под согласованием параметров АСГ с ветротурбиной, прежде всего, будем подразумевать конструктивное соответствие генератора мощности моменту, развиваемому ветротурбиной. Во-вторых, алгоритм управления возбуждением генератора должен быть таким, чтобы момент, развиваемый генератором, точно соответствовал моменту ветротурбины для максимального  $C_p$  при данной скорости ветра и поддержании стабильности генерируемой частоты.

Анализ литературы показал, что большинство авторов исследуют отдельные аспекты работы ВЭУ, касающиеся, например, работы генератора, ветротурбины или системы управления. Максимальная

же эффективность ВЭУ может быть достигнута только при системном подходе, когда ВЭУ рассматривается как единое целое. Поэтому в данной работе реализована системность подхода к исследованию ВЭУ, а рассмотрение в качестве генераторного комплекса АСГ соответствует последним мировым тенденциям ветроэнергетики. Для анализа работы ВЭУ с АСГ, в частности, при определении оптимальных режимов работы, исследовании областей устойчивости, а также определении законов регулирования, обеспечивающих тот или иной режим работы, необходимо совместное рассмотрение механических характеристик ветротурбины и нагрузочных характеристик АСГ. Механические характеристики ветротурбины определяются аэродинамикой ветротурбины и могут быть получены из аэродинамической характеристики ветротурбины, представляющей собой зависимость момента ветродвигателя  $C_m$ , выраженного в безразмерных единицах, и коэффициента использования энергии ветра  $C_p$  от быстроходности  $Z$ .

В случае аэродинамического регулирования ветродвигателя его момент зависит также от угла установки лопастей ветротурбины. Регулирование со стороны АСГ позволит отказаться от связанного

с рядом проблем аеродинамического регулирования, поэтому будем рассматривать ветротурбины с фиксированным углом установки лопастей. Качественный вид аеродинамической характеристики ветротурбины с фиксированным углом установки лопастей показан на рис. 1.

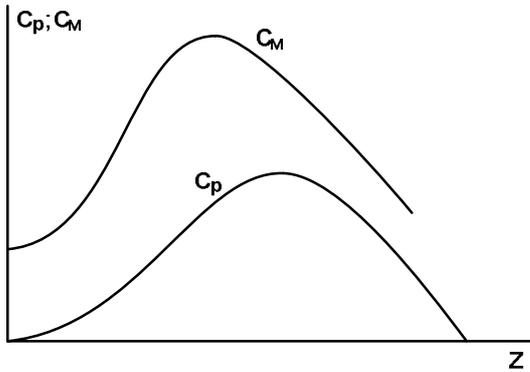


Рис. 1. Аеродинамическая характеристика ветротурбины

Момент ветродвигателя  $M_{вт}$  определяется следующими соотношениями:

$$C_M = \frac{C_p}{Z}, \quad (1)$$

$$M_{вт} = C_M \pi R_{вт}^3 \frac{\rho V^2}{2}, \quad (2)$$

где  $\rho$  – плотность воздуха;

$V$  – скорость ветра, м/с;

$R_{вт}$  – радиус ветротурбины, м.

Выражение (2) позволяет получить механические характеристики ветротурбины, представляющие собой семейство кривых  $M_{вт}(\omega)$ , соответствующих различным скоростям ветра (рис. 2).

Посредством соответствующего управления в

цепи ротора АСГ может работать с требуемой нагрузочной характеристикой  $M_{ген}$ .

Наилучшее использование ветродвигателя обеспечивается в режиме работы с постоянной быстрой скоростью  $Z = Z_{ном}$ , соответствующей максимальному коэффициенту использования энергии ветра  $C_p = C_{p \max}$  и некоторой нагрузочной характеристике  $M_{ген}$  АСГ (рис. 2). В режиме  $Z = Z_{ном}$  ветродвигатель развивает наибольшую возможную мощность при любой скорости ветра, однако АСГ при этом должен быть рассчитан на момент, развиваемый при максимальной рабочей скорости ветра  $V_{ном}$ .

Таким образом, область целесообразной работы ВЭУ ограничена нагрузочной характеристикой АСГ, соответствующей режимам работы ветротурбины с максимальным  $C_p$ . При этом выполнится главное условие оптимизации работы ветротурбины – максимальная выработка электроэнергии.

Рис. 2 демонстрирует, что каждой скорости ветра должна соответствовать определенная скорость вращения ветротурбины, т.е. скорость ротора должна постоянно изменяться, отслеживая изменения скорости ветра.

Переменная скорость вращения ротора наиболее приемлема, потому что это позволяет проектировщикам получить больший КПД ветротурбины, позволяя ей изменять скорость при максимальном коэффициенте использования энергии ветра вместе с изменениями скорости ветра.

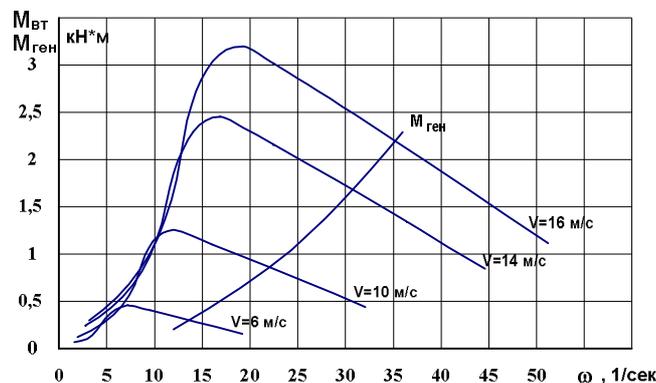


Рис. 2. Механические и нагрузочная характеристики ветротурбины

Кроме того, это решает проблему работы ВЭУ при низкой скорости ветра, так как в этом случае турбина будет работать большой период времени с мощностью, ниже установленной. При этом, работая при мощностях ниже установленной, ВЭУ будет чаще работать и при установленной мощности. Дополнительными преимуществами работы ВЭУ с переменной скоростью являются:

- уменьшаются динамические нагрузки на главный вал и трансмиссию;
- энергия порывов ветра не передается в сеть, а запасается в маховых массах ветроустановки;
- уменьшается шум.

При переменной скорости вращения вала ветротурбины возникает проблема стабилизации выходных параметров генерируемой электроэнергии, которая автоматически решается при использовании в качестве генераторного комплекса АСГ. Некоторые производители убеждены, что выгод от переменной скорости вращения ротора гораздо больше, чтобы оправдать повышение стоимости ВЭУ за счет АСГ. Рассмотрим уравнение ветротурбины, характеризующее движение ветротурбины без регулирования угла установки лопастей. Оно представляет собой условие равновесия моментов относительно оси (рис. 3).

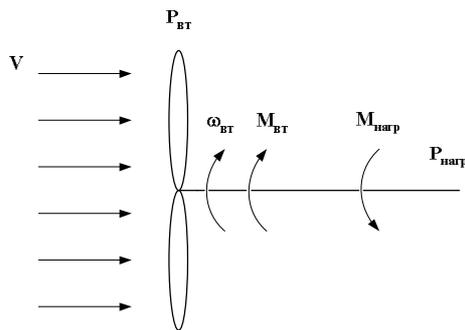


Рис. 3. Условная модель ветротурбины

Принимая в качестве обобщенной координаты угловую скорость вращения  $\omega$ , при допущениях, описанных в литературе [1, 3], уравнение можно записать в виде уравнения Даламбера

$$J_{вт} \frac{d\omega}{dt} = M_{вт} - M_{нагр}, \quad (3)$$

где  $J_{вт}$  – момент инерции ротора,  $\text{кг} \cdot \text{м}^2$ ;

$M_{вт}$  – движущий момент ветротурбины, Н·м;

$M_{нагр}$  – тормозной нагрузочный момент, обусловленный электромагнитным моментом генератора и механическими потерями, приведенный к валу ветротурбины, Н·м.

В общем случае движущий момент ветротурбины является функцией нескольких переменных

$$\begin{aligned} M_{вт} &= \pi R_{вт}^3 \frac{\rho V^2}{2} C_m(Z, \varphi) = \\ &= \pi R_{вт}^3 \frac{\rho V^2}{2} C_m\left(\frac{\omega R_{вт}}{V}, \varphi\right), \end{aligned} \quad (4)$$

где  $\varphi$  – угол установки лопастей.

В качестве методологической основы уравнений асинхронизированной машины используем положения об обобщенном электромеханическом преобразователе энергии и общеизвестные уравнения Парка-Горева [4]. С учетом задач исследования принимаем для моделирования систему уравнений в осях  $dq$ , связанных с ротором в абсолютных единицах. При расчетах на ЭВМ использование относительных единиц не ускоряет счета, но увеличивает вероятность возникновения ошибок. Система нелинейных дифференциальных уравнений в этом случае имеет вид

$$\begin{aligned} -u_{a_d} &= r_a i_{a_d} + L_a \frac{di_{a_d}}{dt} + L_m \frac{di_{f_d}}{dt} - \\ &- \omega_R (L_a i_{a_q} + L_m i_{f_q}); \\ -u_{a_q} &= r_a i_{a_q} + L_a \frac{di_{a_q}}{dt} + L_m \frac{di_{f_q}}{dt} + \\ &+ \omega_R (L_a i_{a_d} + L_m i_{f_d}); \\ u_{f_d} &= r_f i_{f_d} + L_f \frac{di_{f_d}}{dt} + L_m \frac{di_{a_d}}{dt}; \end{aligned} \quad (5)$$

$$u_{f_q} = r_f i_{f_q} + L_f \frac{di_{f_q}}{dt} + L_m \frac{di_{a_q}}{dt};$$

$$M_{вт} = \frac{mp}{2} L_m (i_{f_d} i_{a_q} - i_{f_q} i_{a_d}) + \frac{J}{p} \frac{d\omega_R}{dt}.$$

Задающим воздействием ветроустановки с АСГ (рис. 4) является ветер, скорость которого  $V$  непосредственно измеряется датчиком скорости ветра 6.7. Косвенно влияние задающего воздействия измеряется датчиком 6.5 в виде угловой скорости вращения ротора  $\omega_R$ . Регулируемой величиной является момент генератора  $M_g$ , а управляющим воздействием является амплитуда тока возбуждения  $i_{возб}$  при заданных значениях  $\Theta$ . Согласно теории автоматического управления [2], реализовать моментное согласование управление ВЭУ с АСГ можно с помощью программной системы с разомкнутой цепью воздействий, показанной на рис 5.

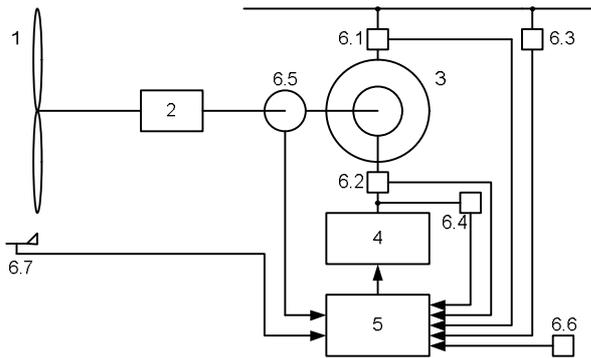


Рис. 4. Упрощенная принципиальная схема системы «ветротурбина - АСГ»: 1 – ветротурбина; 2 – трансмиссия; 3 – электрическая машина АСГ; 4 – возбуждатель; 5 – регулятор возбуждения; 6.1 и 6.2 – датчики тока ротора и статора; 6.3 и 6.4 – датчики напряжения статора и ротора; 6.5 – датчик углового положения ротора; 6.6 – датчик угла, изображающего вектора напряжения сети; 6.7 – датчик скорости ветра

В данном исследовании частоту возбуждения не рассматриваем как регулируемую величину, так как она жестко связана частотой сети и равняется скольжению  $\omega_f = S$ .

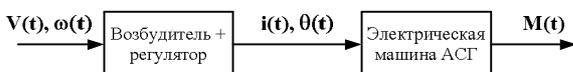


Рис. 5. Блок-схема автоматической системы программного управления

Итак, при скорости ветра  $V \leq V_{ном}$  задающим воздействием может быть: скорость ветра  $V(t)$ , или скорость вращения ротора  $\omega(t)$  или оба показателя одновременно. При скорости ветра  $V > V_{ном}$  скорость должна быть постоянной  $\omega(t) = const$ .

Промоделируем совместную работу ветротурбины и АСГ с использованием программной автоматической системы. В результате моделирования выясним, какой параметр необходимо сделать задающим, чтобы выработка энергии была максимальной. Совместно решим дифференциальные уравнения ветротурбины и АСГ. Отметим, что системы уравнений являются нелинейными и трансцендентными, что создает известные трудности при попытке их аналитического решения. Поэтому воспользуемся методами численного интегрирования и пакетом Simulink из программных средств Matlab (The MathWorks, Inc.). Для состыковки моделей ветротурбины и генератора приводим к соответствующим сторонам трансмиссии скорость ротора  $\omega_{вт}$  и нагрузочный момент генератора  $M_g$  с учетом коэффициента передачи  $k_{тр}$  и КПД трансмиссии, принятого  $\eta_{тр}$ .

При  $V_{ср} < V_{ном}$  анализ совместной работы ветротурбины и АСГ будем проводить при следующих допущениях: генерируемая частота и угол  $\Theta$  остаются постоянными; максимальное значение амплитуды тока возбуждения ограничивается номинальным током ротора данной машины.

Ток возбуждения подается только при условии достижения ветротурбиной рабочей быстроходности  $Z = 6$ , который принимает значение 0 при  $Z \leq 6$  и 1 при  $Z > 6$ . Требуемая амплитуда тока возбуждения  $i_{возб}$  задается на основе значения угловой скорости ветротурбины.

Моделирование проводится методом численного интегрирования Дорманда-Принца с пере-

менным шагом и относительной и абсолютной погрешностью  $1 \cdot 10^{-6}$ . Начальное значение всех переменных равно нулю. Модель случайных изменений ветра соответствует кривой на рис. 6.

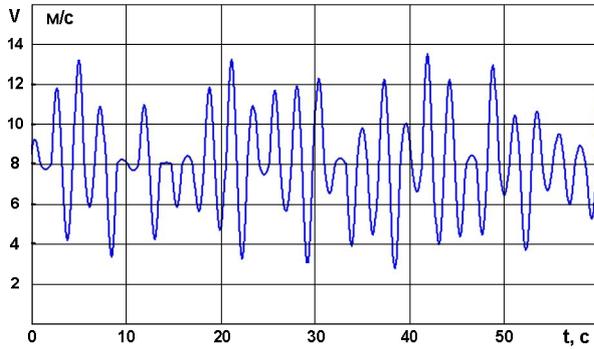


Рис. 6. Модель изменения скорости ветра при  $V_{cp} = 8$  м/с

Результаты моделирования разгона ВЭУ при  $V_{cp} = 8$  м/с показаны на рис. 7 и рис. 8.

Сравнивая кривые разгона ВЭУ при задающем воздействии  $V(t)$  (рис. 8,а) и  $\omega(t)$  (рис. 8,б), можно сделать вывод, что при использовании задающего воздействия  $V(t)$  система «ветротурбина - АСГ» работает нестабильно.

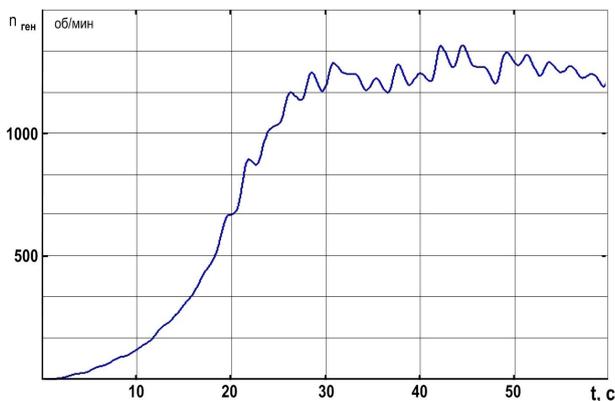
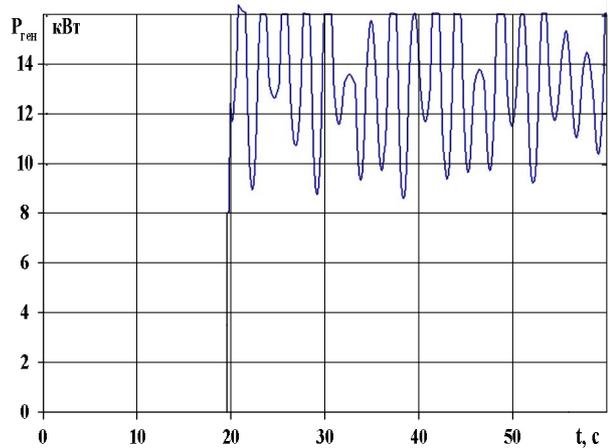


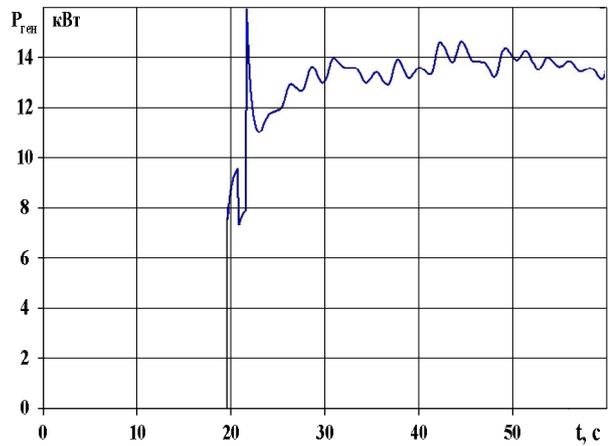
Рис. 7. Разгон ротора АСГ

Это связано с тем, что появляется временное рассогласование между моментом ветротурбины  $M_{вт}$  и моментом генератора  $M_g$ , так как ветротурбина обладает инерционностью, а момент  $M_g$  задается синхронно с колебаниями ветрового потока. При использовании задающего воздействия  $\omega(t)$ , несмотря на значительные изменения ветрового потока, колебания генерируемой мощности составляют всего

$\pm 6\%$ . Таким образом, принимаем в качестве задающего воздействия  $\omega(t)$ .



а



б

Рис. 8. Динамика изменения мощности ВЭУ при разгоне: а – задающее воздействие  $V(t)$ ; б – задающее воздействие  $\omega(t)$

Динамика изменения  $i_{возб}(t)$  и  $P_{возб}(t)$ , соответствующие кривой  $P_{ген}(t)$  (рис. 8, б), показаны на рис. 9.

### Заключение

1. Постоянное изменение рабочей точки ветротурбины требует отслеживания генератором момента, соответствующего максимальному КПД работы ветротурбины. Путем математического моделирования режимов работы конкретной ветротурбины получена кривая оптимального нагрузочного момента  $M_{нагр\ опт}$ , которая необходима как для про-

ектирования электрической машины АСГ, так и для создания системы автоматического управления.

2. Моделирование показало, что максимальная мощность возбудителя составляет 17 % от номинальной мощности генератора, что является одним из основных преимуществ АСГ по сравнению с генераторами на постоянных магнитах, в которых

мощность преобразователя равна установленной мощности ВЭУ. При условии, что генерируемая мощность в два раза больше мощности возбуждения, анализ результатов моделирования определил максимальное скольжение работы АСГ 60%.

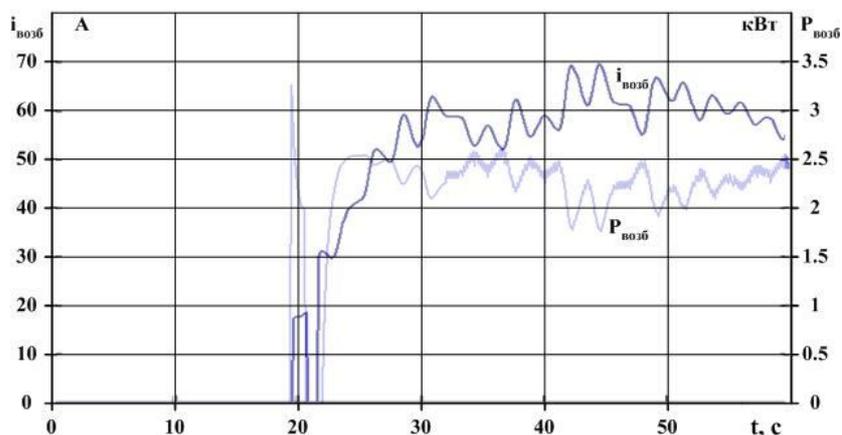


Рис. 9. Динамика изменения тока и мощности возбуждения

3. Анализ совместной работы ветротурбины и АСГ показал, что наиболее простой системой, реализующей управление ветроустановкой, является программная автоматическая система. Угловая скорость вращения ротора является задающим воздействием данной системы и поступает с датчика углового положения ротора.

4. Программная система управления и инерционность масс ротора обеспечивают сглаживание колебаний мощности, которые, несмотря на значительные изменения ветрового потока, составляют всего  $\pm 6\%$ .

#### Литература

1. Вашкевич К.П. Устойчивость параллельной работы ветроэлектрической станции на сеть бесконечно большой мощности // Промышленная аэродинамика. «Ветро двигатели» / Под ред. Г.Х.Сабинаина. – М.: Оборонгиз, 1957. -№8. - С.27-31.

2. Беседы по автоматике / Голубничий Н.И., Зайцев Г.Ф., Иващенко М.А., Чинаев П.И., Чумаков Н.М. - 2-е изд. – К.: Техніка, 1973. – 236 с.

3. Тыхевич О.О. Математическое моделирование ветротурбины при согласовании параметров генератора автономной ВЭУ// Новини енергетики. – 2002. – №10. – С. 59-62.

4. Копылов И.П., Щедрин О.П. Расчет на ЦВМ характеристик асинхронных машин. – М.: Энергия, 1973. – 121 с.

5. Яковлев А.И., Затучная М.А., Тыхевич О.О. Суммарные энергетические характеристики ветроэлектрических установок при вариации аэродинамических и электромеханических параметров // Авіаційно-космічна техніка і технологія. – 2002. – Вип. 27. – С. 88-93.

6. Иванов-Смоленский А.В. Электрические машины: Учебник для вузов. -М.: Энергия, 1980. – 928 с.

Поступила в редакцию 12.02.03

**Рецензенты:** канд. техн. наук, доцент Губин С.В., Национальный аэрокосмический университет им. Н. Е. Жуковского «ХАИ»; д-р техн. наук, профессор Кузнецов Б.И., Украинская инженерно-педагогическая академия, г. Харьков.