



Модель ветроэлектростанции с переменной во времени и пространстве нагрузкой



Георгий ЭПШТЕЙН
Georgy L. EPSHTEIN

Евгений СЫТОВ
Evgeny S. SYTOV



Эпштейн Георгий Львович — кандидат технических наук, доцент Московского государственного университета путей сообщения (МИИТ), Москва, Россия.

Сытов Евгений Сергеевич — аспирант кафедры «Прикладная математика-1» МИИТ, Москва, Россия.

Wind Power Station Model with Load Variable in Time and Space
(текст статьи на англ. яз. – English text of the article – p. 70)

В статье представлены результаты разработки и исследования математической модели ветроэлектростанции, связанной с энергосистемой и разноуровневой, подвижной нагрузкой. Предполагается, что нагрузка переменна во времени и по местоположению. Изучена реакция системы на различные возмущения, рассмотрена методика подбора параметров для автоматического управления внешними роторными сопротивлениями, обоснована необходимость введения контура стабилизации напряжения. Показаны преимущества схемы энергоснабжения с использованием ветроэлектростанции при наличии колебаний ветровой мощности.

Ключевые слова: ветроэлектростанция, асинхронный генератор, математическая модель, подвижная нагрузка, рекуперация.

Особенность моделируемой системы переменного тока состоит в том, что в зависимости от уровня нагрузки возможны три режима работы: использование всей мощности ветроэлектростанции для питания нагрузки; передача вырабатываемой мощности в сеть и нагрузку; передача всей мощности в сеть. К этому надо добавить, что в случае подвижной нагрузки имеют место переменные параметры электрической цепи, включая изменение коэффициента мощности в цепи нагрузки. Подводимая ветровая мощность может испытывать заметные флуктуации. Отсюда потребность решать задачу обеспечения надлежащего качества функционирования системы как с точки зрения приемлемого значения КПД, так и допустимых характеристик переходных процессов.

Система состоит из воздушной турбины, механического мультипликатора, передающего крутящий момент на вал асинхронного генератора с фазным ротором, компенсирующей ёмкости, силового трансформатора и линий электропередач, связывающих генератор с общей энергосистемой и нагрузкой. Включает она и устройства защиты, автоматического

управления внешними роторными сопротивлениями, углом атаки лопастей воздушной турбины, а также аппаратуру измерения электрической мощности и частоты вращения вала генератора.

Решение поставленной задачи основано на математическом моделировании переходных процессов в системе. Вопросы о ветроэлектрических установках, работающих на энергосистему или стационарную нагрузку, рассмотрены в [1, 2].

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

При разработке математической модели учитывались данные и рекомендации, приведенные в [3–5].

Асинхронный генератор с фазным ротором.

Уравнение движения:

$$2H \frac{d\omega_r}{dt} = \left(\frac{P_r - D(\omega_r - \omega_0)}{\omega_r} - M_e \right), \quad (1)$$

$$M_e = \psi_{fd} i_{12} - \psi_{fq} i_{11}.$$

В (1) обозначены:

P_r – мощность, развиваемая воздушной турбиной;

M_e – электромагнитный момент асинхронного генератора;

$\omega_r, \omega_0, \Omega_s$ (в (2) ниже) – текущая частота вращения, номинальная частота вращения в относительных единицах и синхронная частота вращения в рад/с;

H – инерционная постоянная с учетом приведенных масс воздушной турбины и редуктора;

D – коэффициент, учитывающий изменение дополнительных потерь при отклонении частоты вращения от номинального значения;

ψ_{fd}, ψ_{fq} – ортогональные составляющие потокоцеплений обмоток ротора и статора;

i_{11}, i_{12} – ортогональные составляющие тока статора.

Дифференциальные уравнения электромагнитных процессов:

$$\begin{aligned} \frac{d\psi_{fd}}{dt} &= \frac{(1+s)\psi_{fd} + L i_{11}}{T_{01}} + (1-\omega_r)\Omega_s \psi_{fq}, \\ \frac{d\psi_{fq}}{dt} &= -\frac{(1+s)\psi_{fq} + L i_{12}}{T_{01}} - (1-\omega_r)\Omega_s \psi_{fd}. \end{aligned} \quad (2)$$

В (2) обозначены:

L' – переходная индуктивность;

T_{01} – постоянная времени роторной цепи;

s – коэффициент насыщения магнитной цепи.

Постоянная времени и коэффициент насыщения являются переменными величинами и рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned} T_{01} &= \frac{r_2 T_0'}{r_2 + R_{ext}}, \\ \psi &= \sqrt{\psi_{fd}^2 + \psi_{fq}^2}, \quad s = \begin{cases} 0, & \psi \leq a_s, \\ \frac{b_s (\psi - a_s)^2}{\psi}, & \psi > a_s. \end{cases} \end{aligned} \quad (3)$$

В (3) обозначены:

R_{ext} – переменное внешнее сопротивление;

r_2 – сопротивление роторной обмотки;

T_0' – постоянная времени роторной обмотки;

a_s, b_s – параметры кривой насыщения магнитной цепи.

Система управления внешними роторными сопротивлениями.

Корректирующая цепь канала обратной связи:

$$\begin{aligned} \frac{dx_1}{dt} &= \frac{k(\omega_0 - \omega_r) - y_1}{T_2}, \\ y_1 &= x_1 + \frac{k T_1}{T_2} (\omega_0 - \omega_r), \end{aligned} \quad (4)$$

где k, T_1, T_2 – параметры передаточной функции корректирующей цепи.

Дифференцирующая цепочка канала возмущения по электрической мощности:

$$\frac{dx_2}{dt} = -\frac{y_2}{T_{dp}}, \quad y_2 = x_2 + \frac{k_{dp}}{T_{dp}} \omega_r M_e, \quad (5)$$

где k_{dp}, T_{dp} – параметры передаточной функции реальной дифференцирующей цепи.

Выходной каскад управления внешними сопротивлениями:

$$\frac{dx_3}{dt} = \begin{cases} \frac{y_1 + y_2 + R_0 - x_3}{T_{2R}}, & x_3 \in (R_{min}, R_{max}), \\ 0, & x_3 = R_{min} \wedge \frac{dx_3}{dt} < 0 \vee x_3 = R_{max} \wedge \frac{dx_3}{dt} > 0, \end{cases} \quad (6)$$

$$R_{ext} = \max(R_{min}, \min(x_3, R_{max})),$$

где $T_{2R}, R_0, R_{min}, R_{max}$ – параметры передаточной функции выходного каскада.

Система управления углом атаки лопастей воздушной турбины.



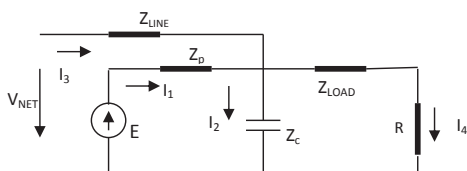


Рис. 1. Электрическая схема системы.

Корректирующая цепь канала отклонения частоты вращения:

$$\frac{dx_4}{dt} = \frac{k_{pw}(\omega_r - \omega_0) - y_4}{T_{2w}},$$

$$y_4 = x_4 + \frac{k_{wp}T_{1w}(\omega_r - \omega_0)}{T_{2w}},$$

$$y_{41} = \max(-bpr, \min(y_4, bpr)),$$

где k_{pw} , T_{1w} , T_{2w} , bpr – параметры передаточной функции корректирующей цепи.

Механизм поворота лопастей воздушной турбины:

$$\frac{dx_5}{dt} = \begin{cases} y_{41}, & y_{41} \in (0, 90), \\ 0, & y_5 = 0 \wedge \frac{dx_5}{dt} < 0 \vee y_5 = 90 \wedge \frac{dx_5}{dt} > 0, \end{cases}$$

$$y_5 = \frac{\pi}{180} \max(0, \min(x_5, 90)),$$

$$\frac{dx_6}{dt} = \frac{\cos(y_5) - x_6}{T_{aw}}, \quad P_m = P_{wind}(t) x_6,$$

где T_{aw} – постоянная времени передаточной функции механизма поворота лопастей.

Во внешней цепи ветроэлектростанции присутствует в виде источника комплексной ЭДС

$$E_d = -\frac{L_l}{L_2} \psi_{fq}, \quad E_q = -\frac{L_l}{L_2} \psi_{fd}, \quad E = E_d + jE_q \quad (9)$$

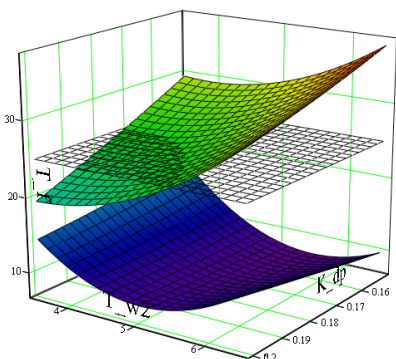


Рис. 2. Положение поверхностей отклика для возмущений по ветровой нагрузке (нижняя) и напряжению (верхняя), плоскость – максимальное значения времени переходного процесса.

с последовательным импедансом Z_p и компенсирующей ёмкостью Z_c .

Трансформатор и линия электропередачи, связывающая с внешней энергосистемой, представлены импедансом Z_{line} . Напряжение на шинах удаленной энергосистемы V_{net} неизменно.

Нагрузка моделируется последовательным соединением активного сопротивления R с током $I_4(t)$ и переменного во времени импеданса $Z_{load}(t)$. Выбирая различные варианты зависимости последовательного импеданса от времени, можно имитировать перемещение нагрузки в пространстве.

Ниже приведены уравнения в комплексной форме для расчёта токов во внешней цепи.

$$\begin{pmatrix} Z_p & 0 & -Z_{LINE} & 0 \\ Z_p & Z_c & 0 & 0 \\ 0 & -Z_c & 0 & Z_{LOAD} + R \\ 1 & -1 & 1 & -1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} E - V_{NET} \\ E \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad I_1 = i_{11} + ji_{12}. \quad (10)$$

Обозначив комплексное напряжение на ёмкости через V_c , из уравнений (10) получим:

$$Y = \frac{1}{Z_p} + \frac{1}{Z_{LINE}} + \frac{1}{Z_c} + \frac{1}{Z_{LOAD} + R},$$

$$V_c = \frac{1}{Y} \left(\frac{E}{Z_p} + \frac{V_{NET}}{Z_{LINE}} \right),$$

$$I_1 = \frac{E - V_c}{Z_p}, \quad I_2 = \frac{E - V_c}{Z_c},$$

$$I_3 = \frac{V_{NET} - V_c}{Z_{LINE}}, \quad I_4 = \frac{V_c}{Z_{LOAD} + R}. \quad (11)$$

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ УПРАВЛЕНИЯ

Предварительные расчёты показали, что наибольшее влияние на динамику системы управления внешними сопротивлениями оказывают коэффициент усиления дифференцирующей цепи в канале измерения мощности k_{dp} и постоянная времени в корректирующей цепи в канале измерения частоты вращения T_2 .

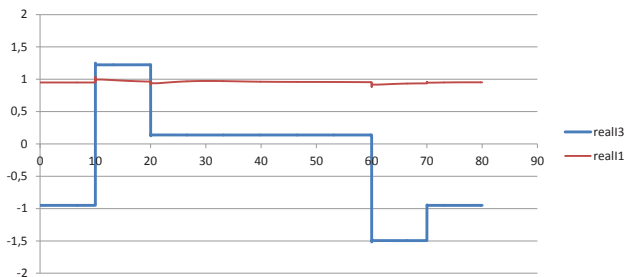


Рис. 3. Вещественные составляющие токов $I_3, \text{real}I_3$ и $I_1, \text{real}I_1$; время – в секундах, ток – в относительных единицах.

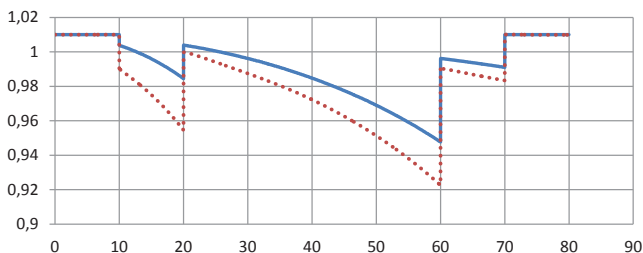


Рис. 4. Напряжение на нагрузке при стабилизации напряжения генератора V_{load1} и без стабилизации напряжения генератора V_{load2} ; время – в секундах, напряжение – в относительных единицах.

Для выбора значений указанных параметров выполнены расчёты как при возмущении по скорости ветра, так и в приемной энергосистеме в виде временного понижения напряжения. В качестве основного критерия качества переходных процессов использовалось время регулирования t_{fv} . По результатам расчётов были построены регрессионные зависимости времени регулирования от параметров системы управления.

При возмущении в виде одиночного порыва ветра и работе ветроэлектростанции только на приемную энергосистему получена следующая зависимость:

$$t_{fv} = 121,899 - 327,942 \cdot k_{dp} - 33,305 \cdot T_{2w} + 47,908 \cdot k_{dp} \cdot T_{2w} + 305,167 \cdot k_{dp}^2 + 2,365 \cdot T_{2w}^2.$$

Стационарная минимальная точка этой зависимости находится за пределами допустимой области и равна $k_{dp}^* = -0,075$, $T_{2w}^* = -7,801$. Минимизация на границе области дает $k_{dp} = 0$, $T_{2w} = 6,5$.

При возмущении в приемной энергосистеме зависимость времени регулирования от параметров принимает вид:

$$t_{fe} = 106,64 - 455,625 \cdot k_{dp} - 13,93 \cdot T_{2w} + 26,867 \cdot k_{dp} \cdot T_{2w} + 462,417 \cdot k_{dp}^2 + 1,26 \cdot T_{2w}^2.$$

И в этом случае стационарная минимальная точка находится за пределами допустимой области и равна $k_{dp}^* = 0,481$, $T_{2w}^* = 0,399$. Минимизация в пределах допустимой области дает $k_{dp} = 0,2$, $T_{2w} = 3,5$.

При различных возмущениях получены противоречивые результаты, что требует

выполнения многокритериальной оптимизации:

$$\min_{k_{dp}, T_{2w}} \{t_{fv}(k_{dp}, T_{2w}), t_{fe}(k_{dp}, T_{2w})\}. \quad (12)$$

Использован подход [6], при котором одну из критериальных функций оставляют в качестве целевой, а на другую накладывают ограничение, например $t_{fe} < 25$. Получаем задачу условной оптимизации с единственным критерием:

$$t_{fv}(k_{dp}, T_{2w}) \rightarrow \min, t_{fv}(k_{dp}, T_{2w}) \leq 25. \quad (13)$$

Решение этой задачи: $k_{dp}^* = 0,185$, $T_{2w}^* = 5,031$, $t_{fe} = 8,567$ с.

Иллюстрация метода выбора параметров приведена на рис. 2.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИ ПОДВИЖНОЙ НАГРУЗКЕ

Предполагается, что нагрузка появляется на 10 секунде от начала моделирования, после чего она удаляется от ветроэлектростанции и изменяется на 20 и 60 секундах. На 70 секунде нагрузка становится нулевой. При движении нагрузки увеличивается индуктивное сопротивление питающей линии. На 60 секунде нагрузка переходит в режим рекуперативного торможения и на 70 секунде останавливается.

На рис. 3 показано изменение во времени вещественных составляющих тока I_3 в линии, соединяющей ветроэлектростанцию с энергосистемой, и тока генератора I_1 . Вещественная составляющая тока генератора почти не изменяется в течение всего периода моделирования в результате



Рис. 5. КПД ветросиловой установки при стабилизации напряжения генератора Efficiency1 и без стабилизации напряжения генератора Efficiency2; время – в секундах.

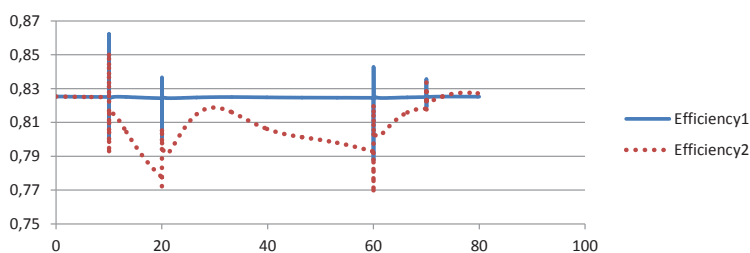
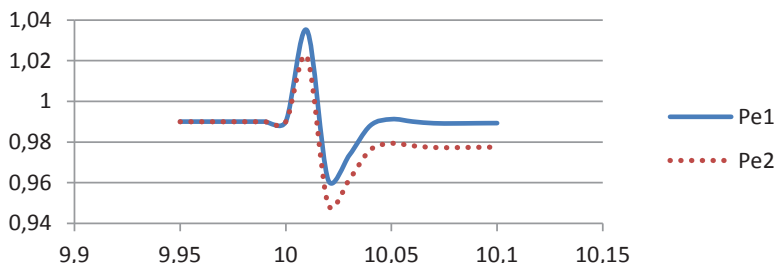


Рис. 6. Электрическая мощность генератора при стабилизации напряжения генератора Pe1 и без стабилизации напряжения генератора Pe2; мощность – в относительных единицах, время – в секундах.



действия регуляторов частоты вращения. В интервале от 0 до 10 с $realI_3$ отрицательна, что в соответствии с выбранным на рис. 1 направлением означает передачу всей генерируемой мощности в энергосистему. При включении нагрузки $realI_3$ становится положительной. При этом мощность, поступающая из энергосистемы, складывается с мощностью генератора и уходит к нагрузке. При уменьшении мощности нагрузки $realI_3$ становится небольшой положительной, так как нагрузка почти целиком питается от генератора ветроэлектростанции. После перехода нагрузки в режим рекуперации в энергосистему возвращается мощность рекуперации, суммируясь с мощностью асинхронного генератора.

На рис. 4 демонстрируется изменение напряжения на нагрузке в функции времени (следовательно, и расстояния от исходного положения). По мере удаления от исходного положения имеет место рост индуктивного сопротивления линии и увеличение реактивной составляющей тока при постоянной мощности нагрузки. Максимальное падение напряжения достигает 9% от исходного уровня, что может неблагоприятно влиять на работу аппаратуры нагрузки. На этапе разгона оно доходит до 5%. С целью уменьшения этого нежелательного эффекта была введена стабилизация напряжения на асинхронном генераторе.

Стабилизация напряжения достигалась путем изменения проводимости шунтирующей ёмкости Y_c в функции отклонения напряжения на выходе генератора от уста-

новки. Уравнение статического регулятора напряжения имеет вид

$$\frac{dY_c}{dt} = \frac{k_v(V_0 - V) - Y_c + Y_c^0}{T_v}, \quad (14)$$

где Y_c^0 – номинальная проводимость, V – напряжение на выходе генератора, V_0 – уставка напряжения, k_v , T_v – параметры регулятора.

Как видно на рис. 4, максимальное снижение напряжения не превышает 6%, падение напряжения на участке разгона стало менее 2,5%.

На рис. 5 показано, что стабилизация напряжения приводит к повышению КПД ветроэлектростанции в режиме питания нагрузки. Без стабилизации КПД становится в конце этапа разгона менее 78%, при стабилизации – не менее 82,5%.

Заметим, что вертикальные штрихи на графике КПД обусловлены быстрыми переходными процессами электрической мощности – см. рис. 6.

При эксплуатации ветроэлектрических установок следует принимать во внимание непостоянство ветровой нагрузки воздушной турбины, представленное при моделировании одночастотным гармоническим колебанием ветровой мощности. В результате возмущающего воздействия имеют место колебания частоты вращения генератора, показанные на рис. 7. Отклонение скольжения от номинального значения 0,04 не превышает 0,02.

Колебания ветровой мощности вызывают колебания токов генератора и энер-

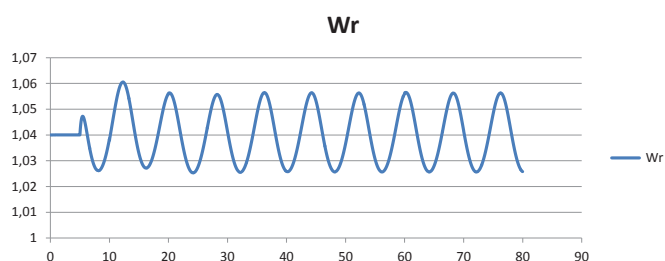


Рис. 7. Относительная частота вращения генератора, время – в секундах.

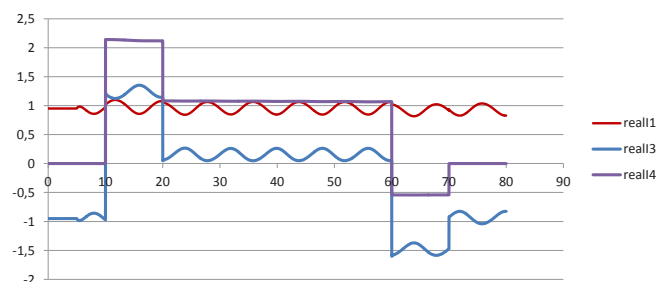


Рис. 8. Вещественные составляющие тока генератора real1, тока энергосистемы real3, тока нагрузки real4; время – в секундах.

госистемы (рис. 8). Эти колебания находятся в противофазе. Поэтому ток нагрузки не испытывает колебаний.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная математическая модель ветроэлектростанции с переменной во времени и пространстве нагрузкой позволяет выбирать параметры систем управления роторными сопротивлениями и углом поворота лопастей воздушной турбины в целях поддержания заданной частоты вращения. С помощью математических расчётов определяются такие характеристики системы, как КПД, наибольшее снижение напряжения при движении нагрузки, отклонение частоты вращения при колебаниях ветровой мощности.

Результаты моделирования подтверждают целесообразность автоматической стабилизации напряжения на шинах электростанции. При этом уменьшается наибольшее падение напряжения на нагрузке и увеличивается КПД ветроэлектрической установки. При современных средствах передачи данных возможен вариант стабилизации напряжения непосредственно на нагрузке во время ее перемещения. Заслуживают внимания и такие варианты, как введение тока нагрузки в закон регулирования напряжения и управляемая

продольная компенсация индуктивного сопротивления линии от электростанции к нагрузке.

Показаны преимущества схемы питания энергосистема–ветроэлектростанция–нагрузка, при которой обеспечивается стабильный ток нагрузки и малые отклонения частоты вращения генератора при колебаниях ветровой мощности. При этом пиковые нагрузки снимаются за счёт мощности энергосистемы, а при отсутствии нагрузки или переходе ее в режим рекуперации мощность от ветроэлектростанции и нагрузки передается в энергосистему.

ЛИТЕРАТУРА

1. Wind Power in Power Systems. Edited by Thomas Ackermann. Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden John Wiley & Sons, Ltd, 2005, 691 p.
2. Stiebler, M. Wind Energy Systems for Electric Power Generation. Springer-Verlag, Berlin, 2008, 293 p.
3. Miller, N. W., Price, W. W., Sanchez-Gasca, J. J. Dynamic Modeling of GE1.5 and 3.6 Wind Turbine-Generators. Version 3.0. GE-Power Systems Energy Consulting, 2003, pp. 1977–1983.
4. Miller, N. W., Price, W. W., Sanchez-Gasca, J. J. Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies (Version 3.4b); GE Energy, 2005, 67 p.
5. Akhmatov, V. V.: Induction Generators for Wind Power. Multi-Science Publishing Company, Ltd., 2007, 258 p.
6. Сытов Е. С. Динамическая модель ветроэлектростанции//Тезисы X-й международной научно-практ. конференции студентов и молодых ученых «Trans-Mech-Art-Chem». – М.: МИИТ, 2014. – С. 192–193.

Координаты авторов: **Эпштейн Г. Л.** – egl413@gmail.com, **Сытов Е. С.** – eusytov@gmail.com.

Статья поступила в редакцию 29.02.2016, принята к публикации 21.04.2016.

