

**ГРЕБЕНИКОВ В.В.**, докт. техн. наук,

Институт электродинамики НАН Украины, Киев

**КАЯН В.П.**, канд. техн. наук, Институт телекоммуникаций и глобального информационного пространства НАН Украины, Киев,**ПРЫЙМАК М.В.**, инж., Институт электродинамики НАН Украины, Киев

## ВЕТРОУСТАНОВКА С РОТОРОМ ДАРЬЕ И ЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОРОМ НА ПОСТОЯННЫХ МАГНИТАХ

*Приведены данные экспериментальных исследований ветроротора Дарье с управляемыми лопастями и электрогенератора с постоянными магнитами. Показано их высокую эффективность и возможность применения на реках Украины для индивидуальных пользователей. Приведены результаты моделирования электрогенератора с постоянными магнитами и произведено сравнение расчетных и экспериментальных зависимостей. Приведены характеристики ветроэнергетической установки, полученные моделированием в пакете Simulink. Расчет магнитного поля и внешних характеристик электрогенератора выполнен в пакетах Magnet и Infolytica? Предоставленных компанией Infolytica.*

*К л ю ч е в ы е с л о в а:* ветроротор Дарье, электрогенератор, постоянные магниты, магнитное поле.

**П**роизводство и потребление энергии растут во всем мире. В подавляющем большинстве случаев при производстве электроэнергии (около 90%) используется ископаемое топливо — уголь, нефть, газ. Достаточно широко развита также и большая гидроэнергетика, использующая потенциальную энергию воды, для чего необходимо строить высокие плотины, перегородающие реки, в результате, как правило, образуются обширные искусственные водоемы.

Безудержное использование в 20 веке ископаемого топлива для удовлетворения все более возрастающего глобального спроса на электроэнергию привело к печальным результатам. Насыщение атмосферы частицами углекислого газа (при производстве 1 кВт·часа электроэнергии на угольных электростанциях в атмосферу выбрасывается около 1 кг углекислого газа —  $\text{CO}_2$ ) привело за последние 100 лет к повышению средней глобальной температуры планеты на 1 °C [1], а содержание  $\text{CO}_2$  в атмосфере достигло 405 частиц на миллион.

Темпы роста производственных мощностей от возобновляемых источников энергии опережают все остальные отрасли энергетики. Так, мощности глобального производства энергии, введенные в эксплуатацию в 2015 г., в зависимости от используемых источников составили: на угле — 42 ГВт, на газе — 40 ГВт, от возобновляемых источников — 134 ГВт и в большой гидроэнергетике — 22 ГВт [1]. В США доля возобновляемой энергетики в полном объеме генерируемой энергии за последние 30 лет поднялась от 1% до 8% [2], а доля большой гидроэнергетики упала с 12% до 6%. Доля тепловой энергетики за это же время упала с 57% до 32%. В Германии же доля возобновляемой энергетики в полном объеме генерируемой энергии за последние 20 лет поднялась от 1,5% до 32% [3], а доля большой гидроэнергетики упала с 4,5% до 3%.

В то же время ежегодные инвестиции на создание новых производств энергии от возобнов-

ляемых источников выросли со 183 млрд. \$ США в 2008 г. до 286 млрд. \$ в 2015 г., т.е. темпы перехода мировой энергетики к чистой (или "зеленой") энергии увеличились.

Длительное время большую гидроэнергетику с ее многочисленными плотинами и искусственными водоемами относили к чистой энергетике, т.е. производящей минимальную эмиссию  $\text{CO}_2$ . Однако многочисленные исследования последних лет показали, что это не совсем так [4]. Большие искусственно затопленные водоемы перед плотинами ГЭС испускают метан, вторичный парниковый газ, который в 20 раз более вреден, чем углекислый газ. Его эмиссия вызвана разложением органической растительности, плавающей в воде, поскольку уровни водоема колеблются, и так же как реки и поймы, затопляются каждый год. Пузыри метана испускаются от поверхности водоемов и водяных струй после турбины, ниже плотины. Фактически, в южных широтах, гидроэлектроэнергия от таких ГЭС может эмитировать столько же, а может и больше парниковых газов, чем той же мощности работающая на угле электростанция [4].

В недавнем международном исследовании 10 авторов из США, Китая и др. стран, результаты которого публикуются в октябре 2016 г. в журнале "Bioscience", утверждается, что от почти миллиона водоемов перед плотинами во всем мире ежегодно происходит эмиссия метана в объеме около 1 млрд. тонн, что соответствует около 1,5% от глобальной эмиссии парниковых газов [5].

Стремительное развитие возобновляемой энергетики во всем мире (и что интересно, особенно среди развивающихся стран) связано прежде всего с тем, что эмиссия парниковых газов при использовании новых технологий в десятки раз меньше, чем при использовании традиционных технологий. Особенно большой рывок сделали солнечная и ветровая энергетики.

В ветроэнергетике для получения энергии ис-



Рис. 1. Ветрогенератор-3 (2012 г.) с механизмом управления № 2 в аэродинамической трубе НАУ

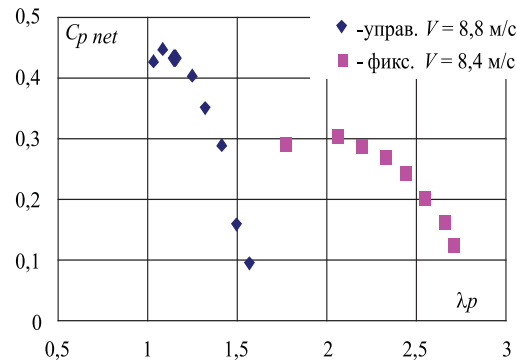
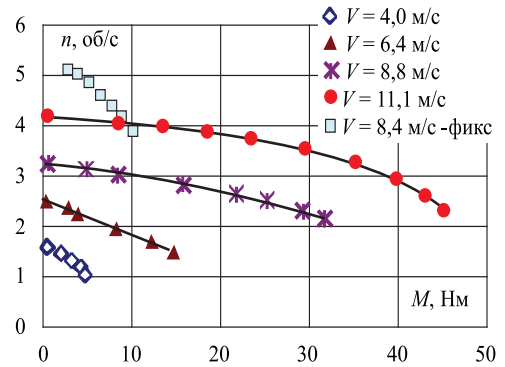


Рис. 2. Зависимости скорости вращения ветрогенератора  $n$  от величины момента  $M$  на валу (а) и зависимости величины коэффициента  $C_p$  от величины коэффициента быстроходности  $\lambda_p$  при скорости ветрового потока  $V = 9$  м/сек (б)

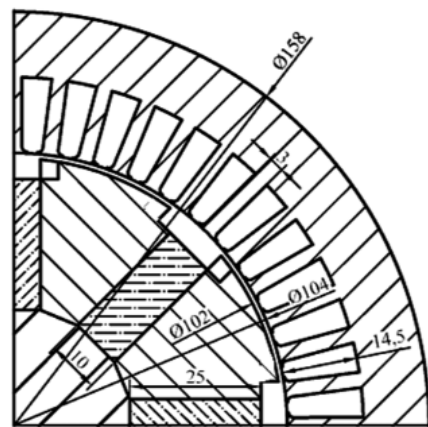
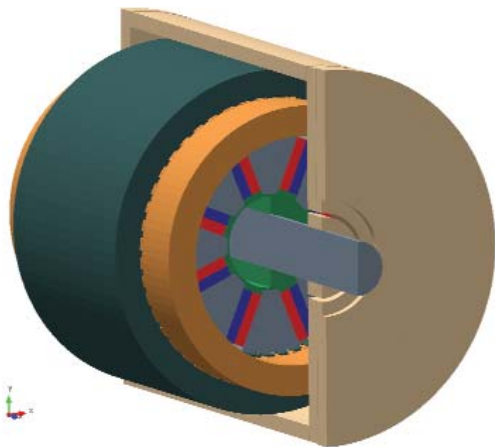


Рис. 3. Магнитная система электрогенератора а - общий вид магнитной системы электрогенератора; б - размеры магнитной системы

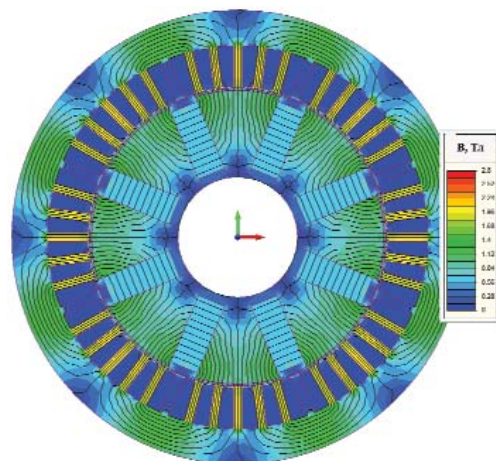
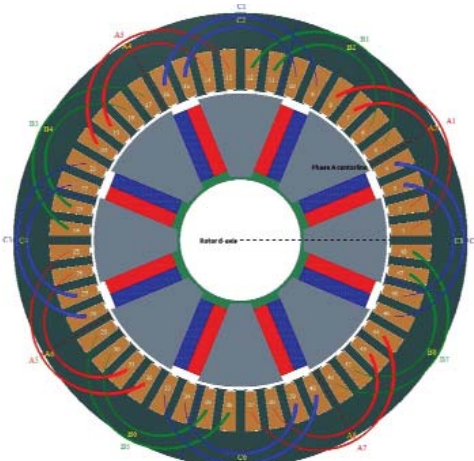


Рис. 4. Схема соединения обмоток (а) и картина распределения магнитного поля (б).



пользуются ветровые турбины, преобразующие кинетическую энергию ветрового потока в механическую энергию вращающегося вала, которая далее с помощью электрогенератора преобразуется в электричество [6]. Применяются турбины двух основных типов — с горизонтальной осью вращения (пропеллерного типа) и с вертикальной осью вращения (вертикально расположенные лопасти вращаются вокруг вертикального центрального вала). Последние делятся на роторы Савониуса (используется сила скоростного напора ветрового потока) и роторы Дарье (используются аэродинамические силы, возникающие на профилированных лопастях при обтекании их ветровым потоком).

Однако такие же роторы можно использовать и для отбора энергии от речных и морских потоков, к чему в последнее десятилетие растет интерес во всем мире. Используются, как правило, роторы той же конструкции, что и в ветроэнергетике.

Лопастей всех производимых на сегодня ветроустановок с ротором Дарье жестко закреплены на траверсах ротора и имеют неизменный угол установки лопасти (т.е. угол между хордой профиля лопасти и касательной к круговой траектории точки соединения лопасти и траверсы). При не очень больших величинах коэффициента быстроходности  $\lambda p = 2\pi nR/V$  (где  $n$  — скорость вращения ротора в об/сек,  $R$  — радиус вращения лопасти,  $V$  — скорость свободного потока, набегающего на ротор) углы атаки на лопасти на достаточно большей части круговой траектории становятся закритическими, что приводит к отрыву потока на лопасти и резко ухудшает ее аэродинамические характеристики. Управление углом установки лопасти в течение одного оборота ротора может позволить значительно улучшить его производительность.

Различают два основных вида управления лопастями ротора — пассивный и активный. При пассивном управлении лопастями каждая лопасть ротора имеет возможность поворота относительно траверсы и в зависимости от местоположения этой оси на хорде лопасти аэродинамические (или инерционные) силы будут стараться повернуть лопасть в сторону уменьшения угла атаки  $\alpha$ . Если поставить на траверсе какие-то упругие ограничители поворота лопасти, то появляется возможность пассивно регулировать углы атаки лопасти в зависимости от скорости вращения ротора. Подробный обзор конструкций таких устройств и результаты испытаний и модели и натурного образца ветроустановки с пассивным управлением лопастей представлены в [7]. Использование такого вида управления лопастями ротора в воде весьма сомнительно из-за значительно меньших скоростей вращения ротора в воде, чем в воздухе.

При активном управлении лопастями угол установки лопасти в каждой точке ее круговой траектории определяется специальным механизмом. В Ин-те гидромеханики НАНУ в 2000-е годы был разработан и испытан в гидрлотке ротор Дарье с двумя конструктивно простыми механизмами управления прямыми лопастями [8–9]. В связи с несовершенством как механизма управления, так и закона управления лопастями максимальная величина коэффициента использования энергии ветра  $C_p$  составила около 0,35, что не намного больше, чем у лучших роторов Дарье с жестко закрепленными лопастями.

В период 2008–2013 гг. были разработаны и испытаны три ветроротора различной конструкции и размеров [10]. Наиболее удачным оказался последний вариант ветроротора с механизмом управления № 2, который проходил испытания и доработку в 2012–2013 гг. В механизме управления № 2 дорожка была выполнена профилированной таким образом, что поворот лопастей на траверсе выполнялся по определенному закону так, что на большей части как наветренного, так и подветренного участков круговой траектории на лопасти выдерживался определенный оптимальный угол атаки, величина которого зависела от формы профиля и числа Рейнольдса.

Ветроротор (Рис. 1) имел следующие параметры — длина лопасти  $l_{\text{лоп}} = 1,6$  м, длина хорды лопасти  $b = 0,25$  м, удлинение лопасти  $\lambda = l_{\text{лоп}}/b = 6,4$ , радиус кругового вращения лопасти  $R = 0,7$  м, средний диаметр управляющей дорожки  $D = 0,4$  м, площадь рабочего сечения  $S = l_{\text{лоп}} \cdot 2R = 2,24$  м<sup>2</sup>, коэффициент заполнения  $\sigma = 3b/2R = 0,54$ . Лопасти были выполнены из углепластика и одна лопасть весила 2,7 кг.

Нижний конец вала уходил под пол аэродинамической трубы, где на валу размещался диск с 60-ю отверстиями для измерения скорости вращения ветроротора, и вал через редуктор с коническими шестернями соединялся с электромагнитной порошковой тормозной муфтой. Диапазон задаваемых муфтой тормозных моментов составлял  $3 \div 80$  Нм с шагом 2 Нм. Во время работы ветроротора скорость воздушного потока измерялась в двух точках — перед ветроротором на расстоянии  $2,5 R$  от вертикальной оси ветроротора и за ветроротором на расстоянии  $1,5 R$  от оси. При начальной нагрузке на валу в 3 Нм (сопротивление невключенной муфты) ветроротор самозапущался при скорости ветрового потока  $V = 2,5 \div 2,8$  м/сек, без нагрузки — при  $V = 1,8 - 2$  м/сек.

Зависимость скорости вращения ветроротора от величины полезного момента  $M_{\text{нет}}$  на валу



при различных скоростях ветрового потока  $V$  представлена на Рис. 2, а. Максимальные мощности на валу получены при наименьших скоростях вращения ветроротора. Управление лопастями позволяет получить на валу вращающий момент, почти в три раза превосходящий момент, создаваемый ротором с жестко фиксированными лопастями, хотя при этом почти вдвое снижается скорость вращения ветроротора.

Это хорошо видно на Рис. 2, б, где максимум коэффициента  $C_p = 0,45$  получен при коэффициенте быстроходности  $\lambda p = 1,1$ , а максимум эффективности ротора с жестко фиксированными лопастями (механизм управления снят) получен при коэффициенте  $\lambda p = 2,1$ .

Этот же ротор может успешно работать как в речных, так и морских потоках даже при скорости потока менее 0,5 м/сек. Конечно, конструкция его должна быть усилена, а закон управления адаптирован к новым условиям работы лопастей. Таким образом разработка и исследование ветро- и гидрогенераторов малой мощности (1–5 кВт) является весьма актуальной.

В настоящее время для ветро- и гидроустановок малой мощности как правило применяются электрогенераторы с постоянными магнитами [11]. За счет использования постоянных магнитов на основе редкоземельных элементов NdFeB удается получить лучшие технические показатели по сравнению с другими типами электрогенераторов (асинхронных или постоянного тока). Поскольку скорость вращения ветроротора с вертикальной осью вращения составляет  $n = 100 \div 250$  об/мин (в зависимости от скорости ветрового потока), то применяются тихоходные многополюсные электрогенераторы с постоянными магнитами, которые соединяются с ветроротором непосредственно (без редуктора), что существенно упрощает конструкцию и обеспечивает длительный срок эксплуатации ветроустановки. При использовании ротора с управляемыми лопастями для микро-ГЭС скорость вращения вала турбины составляет  $n = 60 \div 150$  об/мин, поэтому для микро-ГЭС также перспективным является использование электрогенераторов с постоянными магнитами.

Конфигурация магнитной системы существенным образом влияет на характеристики электрогенератора с постоянными магнитами [11, 12]. Анализ и сопоставление различных конструктивных модификаций генераторов с постоянными магнитами небольшой мощности показывает, что электрогенераторы с тангенциальным намагничиванием магнитов при идентичных габаритных размерах статора имеют больший электромагнит-

ный момент [13]. При разработке тихоходного электрогенератора для исследуемого ветроротора за основу был взят статор асинхронного электродвигателя АИР90LA8, в котором вместо короткозамкнутого ротора используется восьми-полюсный ротор с тангенциальным намагничиванием постоянных магнитов.

Общий вид магнитной системы электрогенератора показан на Рис. 3, а, размеры магнитной системы на Рис. 3, б. Число пазов статора  $Z = 48$ ; длина активной части равна  $L = 100$  мм; ротор имеет 8 полюсов, использованы 8 постоянных магнита NdFeB с размерами  $10 \times 25 \times 100$  мм. Для уменьшения пульсаций электромагнитного момента применен скоп полюсов на роторе на одно зубцовое деление [13].

Расчет магнитного поля и электромагнитного момента для исследуемого электрогенератора производился в программном пакете INFOLYTICA MotorSolve и Magnet при следующих условиях: коэрцитивная сила постоянных магнитов задавалась равной  $H_{св} = 765$  кА/м, остаточная индукция  $B_r = 1,0$  Тл, магнитная проницаемость магнитов принята равной  $\mu_{пм} = 1,04$ ; магнитопровод ротора — конструкционная сталь СТ20 (с учетом нелинейности характеристики намагничивания стали); магнитопровод статора — сталь СТ2211; число витков каждой фазы равно  $W = 58$ . Каждая из фаз имеет четыре последовательно включенных катушек. Схема включения обмоток показана на Рис. 4, а, картина распределения магнитного поля в поперечном сечении электрогенератора приведена на Рис. 4, б. Расчеты магнитостатики выполнялись для момента времени, когда ток в фазе А максимальный и условно положительный, а фазах В и С ток вдвое меньше и условно отрицательный. С учетом коэффициента заполнения паза равного  $k_Q = 0,5$  плотность тока в фазе А задавалась равной  $J_A = 5$  А/мм<sup>2</sup>, а в фазах В и С соответственно  $J_B = J_C = -2,5$  А/мм<sup>2</sup>. Следует отметить, что при номинальной плотности тока насыщения магнитной системы не наблюдается.

По результатам численных расчетов был разработан и изготовлен электрогенератор, испытания которого проводились на специальном стенде. При испытаниях электрогенератора в качестве приводного двигателя использовался двигатель постоянного тока, скорость вращения которого через выпрямитель регулировалась с помощью лабораторного автотрансформатора (ЛАТР). Обмотки электрогенератора с постоянными магнитами на роторе соединялись в "звезду". Выводы обмоток подключались к трехфазному выпрямителю (схема Ларионова), в качестве нагрузки ( $R_{н}$ ) использовался реостат с переменным сопротивлением.

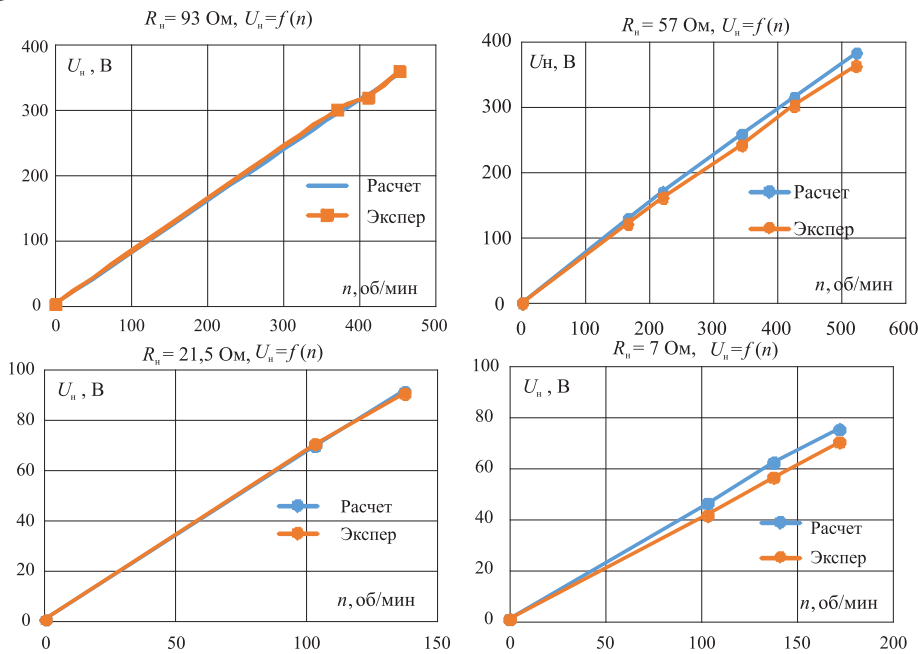


Рис. 5. Расчетные и экспериментальные зависимости напряжения от частоты вращения ротора электрогенератора при различной нагрузке.

По результатам измерений электрогенератора при различных значениях сопротивления нагрузки получено ряд зависимостей, характеризующих работу электрогенератора. Расчет переходных процессов в генераторном режиме был произведен в пакете Infolytica Magnet, в котором с помощью специализированного модуля осуществляется связь между расчетом электромагнитных величин поля и расчетом параметров электрической схемы.

Для сравнения экспериментальных величин с расчетными в пакете Infolytica Magnet была создана электрическая схема трехфазного выпрямителя с активным сопротивлением в качестве нагрузки ( $R_n$ ), которая присоединялась к клеммам обмоток электродвигателя. Расчет генерируемого напряжения в зависимости от частоты вращения ротора производился для нескольких значений активного сопротивления, подключенного к выпрямительному мосту:  $R_n = 93 \text{ Ом}, 57 \text{ Ом}, 21,5 \text{ Ом}, 7 \text{ Ом}$ . Результаты сравнения расчетных зна-

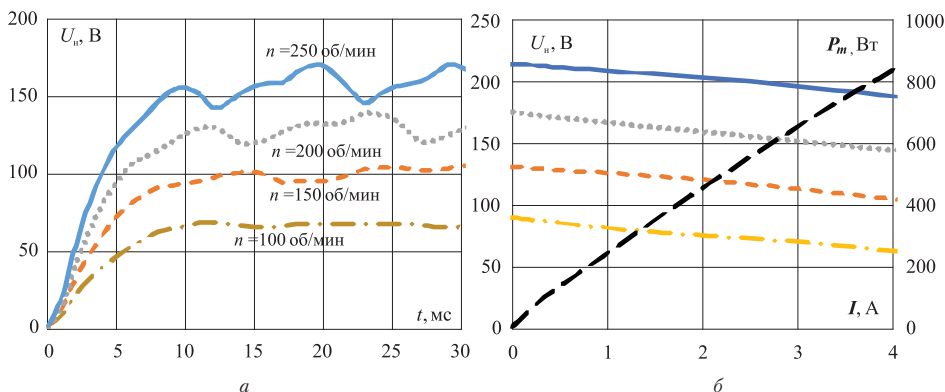


Рис. 6. Зависимость напряжения в нагрузке от времени (а) и внешняя характеристика электрогенератора (б).

чений с экспериментальными приведены на Рис. 5, расхождение между расчетными и экспериментальными значениями не превышает 7%.

Также рассчитывалась зависимость генерируемого напряжения от времени и внешние характеристики исследуемого генератора. На Рис. 6, а приведена зависимость напряжения на нагрузочном сопротивлении от времени при значении активной нагрузки равной  $R_n = 21.5 \text{ Ом}$ . Анализируя эти графики, следует отметить, что через 10 мс напряжение выходит на установившееся значение. На Рис. 6, б приведена внешняя характеристика электрогенератора  $U_n$

$= f(I_n)$  для нескольких значений частоты вращения электрогенератора  $n = 250 \text{ об/мин}, 200 \text{ об/мин}, 150 \text{ об/мин}$  и  $100 \text{ об/мин}$ , а также зависимость момента на валу электрогенератора от тока нагрузки при частоте вращения вала генератора равной  $n = 250 \text{ об/мин}$ .

В программном пакете Infolytica есть расширенные возможности моделирования переходных процессов с помощью модуля Simulink Plug-in for Magnet, который позволяет выполнять совместное моделирование с пакетом Simulink. На Рис. 7 представлена Simulink модель ветрогенератора, обмен данными между модулем электрогенератора в Magnet и Simulink выполняется достаточно часто, чтобы моделирование было точным. Блок электрогенератора с электрической схемой трехфазного выпрямителя, включенного на активную нагрузку, представлена на Рис. 7 в центре. На вход этого блока, названного "Генератор", подается значение скорости вращения вала ветрогенератора в рад/с, на выходе модуля: V1 – напряжение на нагрузке, I2 – ток в нагрузке, Speed – частота вращения вала электрогенератора, Magnetic Force – электромагнитный момент, значение которого после инвертирования в блоке Gain2 поступает на блок "Ветрогенератор", задающий характеристику ветрогенератора.

Значение напряжения в нагрузке и тока перемножаются в соответствующем

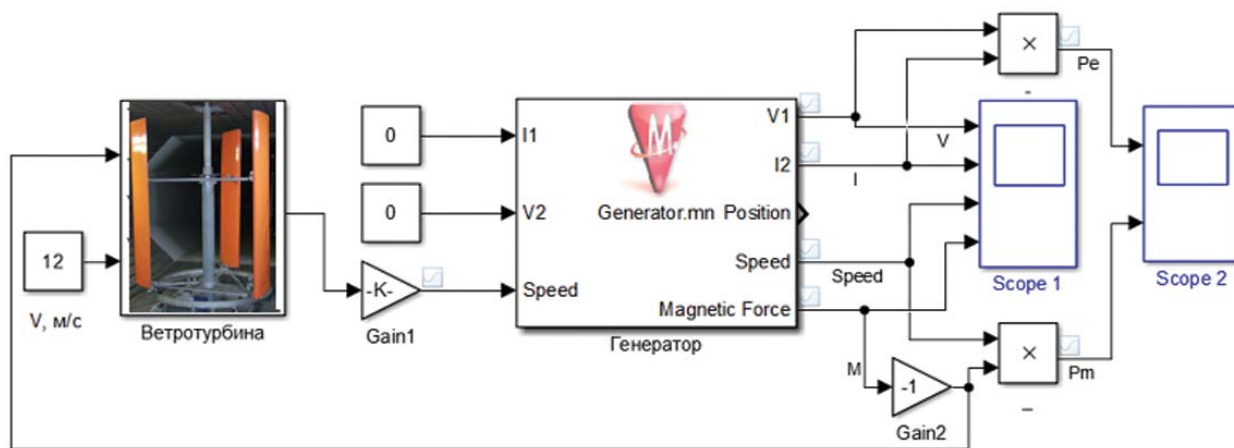


Рис. 7. Simulink модель ветрогенератора

блоке и поступают в виде сигнала электрической мощности на осциллограф (Scope2), значение частоты вращения вала электрогенератора и инвертированное значение электромагнитного момента после перемножения в соответствующем блоке поступает в качестве сигнала механической мощности на валу электрогенератора в этот же осциллограф (Scope2) для регистрации и дальнейшего анализа.

Экспериментальная зависимость момента на валу ветроротора от скорости его вращения, приведена на Рис. 8, а, на этом рисунке соответствующими маркерами представлены экспериментальные значения из Рис. 2, а. Это семейство кривых в модели Simulink представлено блоком "Ветротурбина". Входными параметрами блока являются скорость ветра и электромагнитный момент электрогенератора, который рассчитывается в соответствующем блоке "Генератор". Выходным параметром этого блока является частота вращения ветроротора в об/с, которая после блока Gain1 преобразуется в рад/с и подается на вход блока "Генератор".

Характерным режимом работы ветрогенератора является увеличение или уменьшение нагрузки и изменение скорости ветра. Эти величины обуславливают переходный процесс в системе "ветроротор—генератор—нагрузка" [14]. В качестве примера на Рис. 8, б приведены результаты моделирования этой системы при значении активной нагрузки равной  $R_{н} = 93 \text{ Ом}$  и при изменении скорости ветра в диапазоне  $V = 0 \div 14 \text{ м/с}$ .

Результаты расчета, выполненные по математической модели, представленной на Рис. 7 показали, что при зна-

чении сопротивления нагрузки равного  $R_{н} = 93 \text{ Ом}$  и скорости ветра, например,  $V = 12 \text{ м/с}$  частота вращения ротора была равной  $n = 250 \text{ об/мин}$ , ток нагрузки  $I_{н} = 2.25 \text{ А}$ , выпрямленное напряжение на нагрузке  $U_{н} = 207 \text{ В}$  и мощность на валу генератора  $P_m = 506 \text{ Вт}$ . При сопротивлении нагрузки  $R_{н} = 57 \text{ Ом}$  и скорости ветра  $V = 12 \text{ м/с}$  была зафиксирована частота вращения ротора  $n = 243 \text{ об/мин}$ , ток нагрузки  $I_{н} = 3.35 \text{ А}$  напряжение на нагрузке  $U_{н} = 192 \text{ В}$ , мощность на валу  $P_m = 690 \text{ Вт}$ .

**Выводы**

1. Использование управления лопастями в ветроэнергетической установке с вертикальной осью вращения позволяет повысить эффективность ветроротора. Экспериментально полученные значения коэффициента использования энергии ветра  $C_p$  при испытаниях ветроротора в аэродинамической трубе показали, что величина коэффициента  $C_p$  у ветроротора с управляемыми лопастями в 1,5 раза выше, чем у того же ветроротора с жестко фиксированными лопастями.

2. Разработана компьютерная модель электрогенератора с постоянными магнитами и проверена ее адекватность путем сравнения расчетных значений и экспериментальных, полученных на изготовленном образце электрогенератора. Рас-

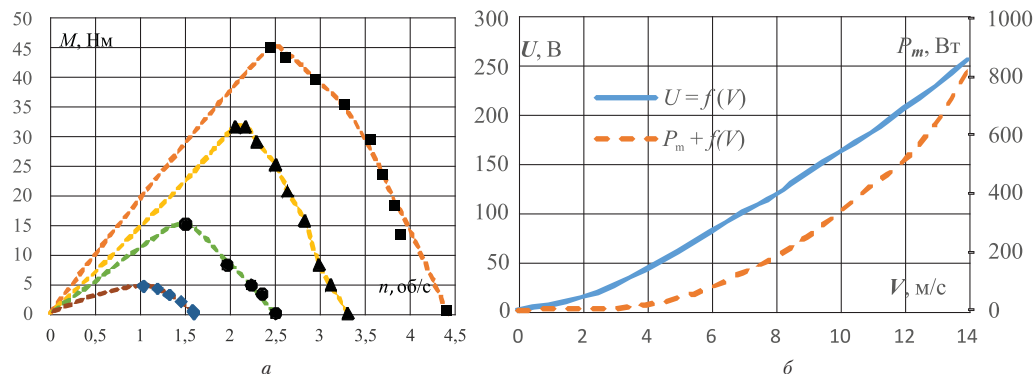


Рис. 8. Зависимость момента на валу ветроротора от скорости вращения (а) и зависимость напряжения и мощности от скорости ветра (б)



хождение между расчетными и экспериментальными значениями не превышает 7%.

3. Реализованная в Simulink модель ветрогенератора позволяет исследовать энергетические характеристики в системе "ветрогенератор—генератор—нагрузка". Отличительной особенностью модели является возможность исследования переходных режимов работы путем обмена данными между модулями расчета магнитных полей и электрических характеристик электрогенератора, а также моментной характеристикой ветрогенератора.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Evans S.* 7 Charts Show How Renewables Broke Records Globally in 2015 // Carbon Brief. June 3, 2016. <http://www.ecowatch.com/7-charts-show-how-renewables-broke-records-globally-in-2015-1891161262.html>
2. *Arcus C.* EIA Growth Projections Confound // July 5th, 2016. <http://cleantechnica.com/2016/07/05/eia-growth-projections-confound/>
3. *Morris C.* German retail power rate stable as share of renewables increases // 10 March 2016. <http://reneweconomy.com.au/2016/german-retail-power-rate-stable-as-share-of-renewables-increases-57717>
4. *Wockner G.* Why Hydropower Is Not 'Cheap' or 'Clean' // Febr. 23, 2016. <http://ecowatch.com/2016/02/23/hydropower-not-cheap-or-clean/>
5. *Mooney C.* Reservoirs are a major source of global greenhouse gases, scientists say // Washington Post. Septem. 28, 2016. [https://img.washingtonpost.com/wp-apps/imrs.php?src=https://img.washingtonpost.com/ri/image\\_960w/2010-2019/Wires/Images/2016-09-25/Bloomberg/05555164.jpg&w=1484](https://img.washingtonpost.com/wp-apps/imrs.php?src=https://img.washingtonpost.com/ri/image_960w/2010-2019/Wires/Images/2016-09-25/Bloomberg/05555164.jpg&w=1484)
6. *Дзензерский В.А., Тарасов С.В., Костюков И.Ю.* // Ветроустановки малой мощности. — Київ: Наук. думка, 2011. — 590 с.
7. *Kirke B.K.* Evaluation of self-starting vertical axis wind turbines for stand-alone applications. // PhD Thesis, Griffith University, Faculty of Engineering and Information Technology, School of Engineering, Australia, 1998. <http://www.ariic-library.unsw.edu.au/griffith/ad-t-QGU20051006-001800/>.
8. *Довгий С.А., Каян В.П., Кочин В.А., Лебедь А.Г.* Исследование влияния активного управления прямыми лопастями на рабочие характеристики ветрогенератора Дарье // Прикладная гидромеханика. — 2010. — 12. — № 3. — С. 12–23.
9. *Kayan V.* Darrieus Turbine with Controlled Blades: The Perspective Converter of Hydrokinetic Energy // Open Journal of Renewable Energy and Sustainable Development, CA, USA. — 2014. — v. 1. — No. 2. — P. 9–23.
10. *Гринченко В.Т., Каян В.П.* Оптимизация характеристик ветрогенератора Дарье с прямыми управляемыми лопастями // Доповиди НАН України. — 2015. — № 6. — С.37–45.
11. *Гребеников В.В.* Сравнительный анализ конструктивных модификаций электрогенератора малой мощности с постоянными магнитами и явнополюсным статором // Техн. електродинаміка. 2013. — № 2 — С. 64–68.
12. *Szymczak P., Grebenikov V., Pryjmak M.* // Przegląd elektrycznych silników samocodowych. // Wiadomości elektrotechniczne. — 2013. — № 08? С. 28–33.
13. *Гребеников В.В., Прыймак М.В.* Способы уменьшения пульсаций электромагнитного момента в электрических машинах с постоянными магнитами тангенциальной намагниченности // Вісник Національного технічного університету "ХПІ": зб. наук. пр. Вип. 38'2014. Серія: Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії. — 2014. — С. 69 — 78.
14. *Пронин Н.В., Мартынов А.С.* Модель ветрогенератора ВЭУ-3 в пакете MATLAB. Вестник Южно—уральского государственного университета. Серия "Энергетика. — 2012. — № 18 — С. 143–145.

© Гребеников В.В., Каян В.П., Прыймак М.В., 2016

