

УДК 621.548

Потери эффективности при соосном расположении пары ветрогенераторов*

В.Л. Окулов^{1,2}, И.В. Наумов¹, М.А. Цой¹, Р.Ф. Миккельсен²

¹Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Новосибирск

²Датский технический университет, Лунгби, Дания

E-mail: vaok@dtu.dk

Экспериментально исследуется эффективность работы пары ветрогенераторов для случая, когда модель второго ротора располагается соосно в следе за первым. Рассматриваемая конфигурация соответствует максимальному уровню потерь в ветроэлектростанциях, так как в следах за роторами происходит максимальное торможение набегающего потока. В результате тензометрических измерений были определены зависимости безразмерных силовых характеристик обоих роторов для различных режимов при разных быстроходностях, в зависимости от расстояний между ними. Полученные результаты представляют интерес для дальнейшего развития аэродинамики ветроустановок как с целью оптимизации работы действующих ветроэлектростанций, так и при их проектировании и расчете для уменьшения потерь мощности из-за взаимодействия со следами от других ветрогенераторов.

Ключевые слова: ветроэлектростанции, след за ротором, взаимодействие турбин со следом, потери мощности ветротурбинами.

Введение

В последние десятилетия тренд мирового развития энергетики все более смещается в сторону возобновляемых источников энергии [1]. Одно из перспективных направлений с экологической и экономической точек зрения принадлежит ветровой энергетике, так как в отличие от традиционных (тепловых, атомных) источников она характеризуется полным отсутствием как сырья, так и отходов [2]. Для преобразования кинетической энергии ветрового потока в механическую энергию вращения ротора с последующим преобразованием ее в электрическую энергию используют ветрогенератор (ветроэлектрическую установку или ВЭУ). Несколько промышленных ветрогенераторов, как правило, объединяют в единую сеть — ветряную электростанцию (ВЭС) или «ветряную ферму» (от англ. «Wind farm»). В настоящее время основой развития промышленной ветроэнергетики, в том числе и в России [3], становятся крупные ВЭС, состоящие из большого числа ВЭУ, включающие иногда до 100 и более ветрогенераторов.

В ВЭС ветрогенераторы группируются достаточно компактно с целью ограничения отчуждаемой площади, для упрощения передачи и утилизации вырабатываемой каждым

* Исследование выполнено за счет гранта РФ (проект № 14-19-00487).

ротором электроэнергии, а также для уменьшения общих расходов по установке и техническому обслуживанию ВЭС. Расстояние между ближайшими ВЭУ обычно составляют от 3 до 10 диаметров их рабочих колес. Нежелательным эффектом здесь является то, что при некоторых направлениях ветра расположенные вниз по потоку ВЭУ должны взаимодействовать с возмущениями от впереди помещенных турбин [4]. Действительно, вращающиеся роторы ВЭУ отбирают часть кинетической энергии у движущихся воздушных масс, что значительно снижает скорость ветра в следе за впереди стоящим ветроколесом. Эти следы имеют сложную динамику [5], могут простираться на огромные расстояния [6, 7]. В них существенно снижается скорость набегающего потока и, соответственно, падает мощность, вырабатываемая находящимися ниже по потоку ветроустановками. Средние потери мощности в современных крупных ВЭС из-за взаимодействия со следами от впереди расположенных ВЭУ составляют от 10 до 20 % в общем объеме производимой электроэнергии [8]. Следовательно, изучение и оценка потери мощности ВЭУ из-за взаимодействия со следами представляются важной задачей при проектировании и эксплуатации ВЭС.

Центром внимания предлагаемого экспериментального исследования является изучение и определение потерь мощности для двух одинаковых моделей ВЭУ при их основном расположении друг за другом. При таком расположении второй ротор находится в центре следа за первым, что соответствует минимальной кинетической энергии набегающего на второй ротор потока. Такая наихудшая ситуация для двух ближайших ветроустановок может возникнуть из-за случайных флуктуаций и непредсказуемости в изменениях направления ветра. Конечная цель изучения этого базового варианта заключается в определении максимальных потерь мощности обоих ВЭУ для режимов работы с разной быстроходностью, а также установление влияния на аэродинамические потери расстояний между ветрогенераторами. Результаты представляют интерес для дальнейшего развития роторной аэродинамики [9, 10], для оптимизации работы действующих ВЭС при их расчете и проектировании с целью уменьшения потерь мощности из-за следов и нагрузок [11].

1. Методика и условия эксперимента

В проводимом исследовании были использованы две идентичные модели горизонтальных ветрогенераторов (рис. 1). Ранее аналогичная одиночная модель использовалась для изучения силовых характеристик ротора с разной формой лопаток [12] и следа за ним в водном канале [13, 14]. Трехлопастной ротор с профилем лопасти CD7003 был спроектирован для оптимальной быстроходности $\lambda = \Omega R / V_0 = 5$, где R — радиус ротора, Ω — угловая частота вращения ротора, V_0 — скорость набегающего потока. В настоящей работе роторы имели радиус $R = 0,188$ м. Размеры рабочего участка водного канала длиной 30 м с поперечным сечением 3×1 м при центральном положении в нем ротора позволяли избежать влияния пограничного слоя, толщина которого не превосходила 0,2 м от дна и стенок канала. Общая ось роторов размещалась в середине поперечного сечения канала на высоте 0,5 м от дна и была удалена на 1,5 м от его стенки, обеспечивая однородность профиля набегающего потока в зоне расположения роторов (рис. 1). Роторы закреплялись с помощью держателей, установленных на перемещаемой над каналом платформе [12–14]. Конструкция установки позволяла проводить исследования для разных фиксированных расстояний H между роторами со значениями $4d$, $6d$, $8d$ и $10d$, где d — диаметр ротора.

Постоянное значение скорости набегающего потока ($V_0 = 0,54$ м/с) обеспечивалось поддержанием и контролем постоянного расхода воды $1,4$ м³/с через замкнутый контур канала. Колебания расхода в течение всего эксперимента не превышали 2 %. Поддержание постоянных значений угловых скоростей вращения роторов обеспечивалось использованием двух независимых серводвигателей JVL Industri Elektronik MAC400.

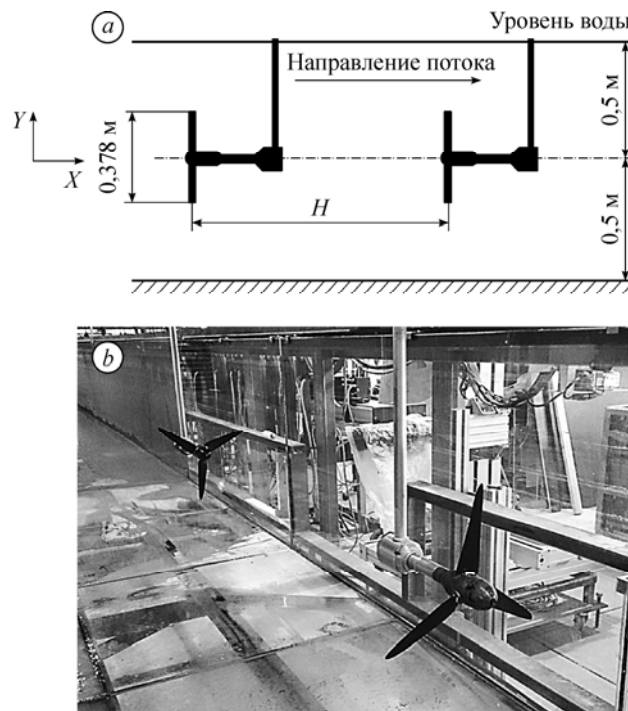


Рис. 1. Расположение моделей роторов.
 а — схема установки, б — фотография моделей роторов в сухом канале.

Вращательный момент от них передавался через независимые зубчатые передачи на ось каждого ротора. Программа управления серводвигателями обеспечивала необходимые угловые скорости вращения роторов с погрешностью менее 1,5 %. В дальнейшем удобно использовать связь частоты вращения ротора с быстроходностью:

$$\lambda_i = 2\pi n_i R / V_i. \quad (1)$$

Здесь и далее индекс $i = 0$ соответствует параметрам набегающего потока и быстроходности начального ротора тестируемой пары, а индекс $i = 1$ соответствует быстроходности ротора, следующего за ним; n_i — задаваемый в эксперименте параметр, который может принимать любой фиксированный, в том числе одинаковый, набор значений для обоих роторов.

Силовые характеристики работы роторов для различных тестируемых режимов изучались путем измерения значений вращательного момента M и лобового сопротивления T (упора). Измерения выполнялись тензометрическими датчиками, установленными в креплении роторов [12]. Напряжение с датчиков усиливалось предусилителем Scout 55, произведенного фирмой Hootinger Baldwin Messtechnik, и передавалось в систему сбора данных фирмы National Instruments. Система сбора данных регистрировала электрический сигнал с тензометрических датчиков с частотой 120 Гц в течение 60 с. По полученным данным вычислялись средние значения действующих на вал ротора вращательного момента сил или снимаемой с ротора мощности $P_i = 2\pi n_i M$ и упора.

Для представления результатов удобно использовать значения безразмерных коэффициентов мощности и упора

$$C_{P_i} = M\lambda / \left(\frac{1}{2} \rho V_i^2 \pi R^3 \right), \quad C_{T_i} = T / \left(\frac{1}{2} \rho V_i^2 \pi R^2 \right), \quad (2)$$

где нормировка для обоих роторов будет выбираться по значению $i = 0$, соответствующему первоначальной скорости набегающего потока V_0 . Выбор единой нормировки для силовых характеристик обоих роторов отражает необходимость оценки использования энергии ветра от начального значения набегающего потока V_0 (полной силы ветра) вне зависимости от числа и последовательности используемых ветрогенераторов. В работе далее будет применяться термин «коэффициент мощности», используемый в иностранных источниках, вместо эквивалентного более длинного его наименования «коэффициент использования энергии ветра», употребляемого в отечественной литературе.

В ходе экспериментов варьировались частоты вращения роторов n и расстояние между ними H . В зависимости от фиксированных значений этих параметров по измененным величинам вычислялись коэффициенты мощности и упора (2).

2. Экспериментальные результаты и обсуждение

Для первого ротора в случае равномерного набегающего на него потока ($V_0 = 0,54$ м/с) легко устанавливается связь между параметром быстроходности λ_0 и его частотой вращения n_0 в соответствии с формулой (1). Рассчитанные значения представлены в табл. 1.

В связи с этим полученные значения коэффициентов C_{P_0} и C_{T_0} для одиночного ротора приведены в виде традиционной зависимости от параметра быстроходности первого ротора λ_0 . Приведенные на рис. 2 зависимости безразмерных коэффициентов хорошо согласуются с данными работ [5, 7], полученными при других значениях скорости потока, набегающего на одиночный ротор, и также фиксируют максимум коэффициента мощности для расчетного значения оптимальной быстроходности $\lambda_0 = 5$.

Определение быстроходности у второго ротора не является такой простой задачей, как в случае первого ротора, так как скорость потока, набегающего на второй ротор V_1 , заранее неизвестна, и ее невозможно использовать в пересчете по формуле (1). Кроме того, проблемы с расчетом V_1 возникают и из-за ее неравномерного радиального распределения в соответствии с профилем дефицита скорости в следе за первым ротором [6], поэтому для первоначального представления силовых характеристик второго ротора

Таблица 1
Соответствие значений быстроходности и частоты вращения первого ротора

n_0 , об./сек	0,91	1,37	1,83	2,29	2,74	3,2	3,66
λ_0	2	3	4	5	6	7	8

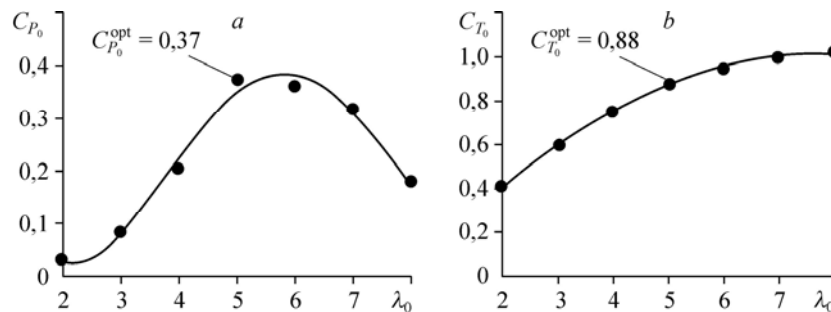


Рис. 2. Зависимость силовых коэффициентов от частоты вращения в случае одиночного ротора.

$a — C_{P_0}$, $b — C_{T_0}$.

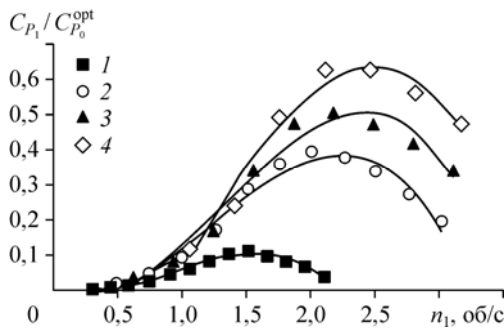


Рис. 3. Зависимость C_{P_1} от частоты вращения второго ротора для различных H при $\lambda_0 = 5$.
 $H = 4d$ (1), $6d$ (2), $8d$ (3), $10d$ (4).

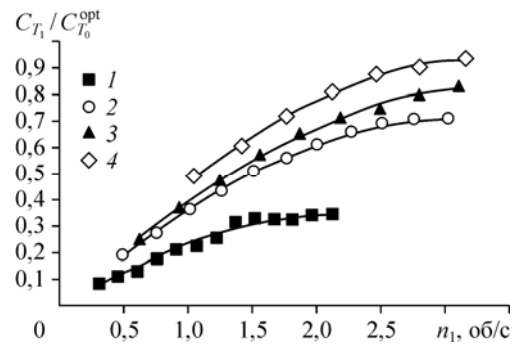


Рис. 4. Зависимость C_{T_2} от частоты вращения второго ротора для различных H при $\lambda_0 = 5$.
 Обозначение см. на рис. 3.

Таблица 2

Значение частоты вращения второго ротора при максимальном значении его мощности при различных H

H	$4d$	$6d$	$8d$	$10d$
n_1 , об/сек	1,51	2,01	2,18	2,28
n_1/n_0	0,66	0,88	0,95	0,99
$C_{P_1}^{\max}/C_{P_0}^{\text{opt}}$	0,11	0,39	0,5	0,63

использовался оригинальный параметр — его частота вращения n_1 . На рис. 3 и 4 представлены графики изменения коэффициентов C_{P_1} и C_{T_1} второго ротора, нормированные на значения соответствующих коэффициентов одиночного ротора, в зависимости от частоты его вращения при разных удалениях H от первого ротора, работающего на оптимальном режиме при $\lambda_0 = 5$.

Для удобства сравнения силовые коэффициенты были нормированы на максимальные значения $C_{P_0}^{\text{opt}} = 0,37$ и $C_{T_0}^{\text{opt}} = 0,88$ для оптимального режима работы первого ротора ($\lambda_0 = 5$).

Значения частот вращения, соответствующие максимальной мощности для второго ротора согласно рис. 3, представлены в табл. 2. Там же приведены соответствующие значения потерь мощности на втором роторе по сравнению с мощностью, извлекаемой из равномерного набегающего потока первым ротором.

Ввиду того, что значение и профиль скорости V_1 заранее неизвестны и непостоянны, термин «быстроходность» невозможно применить ко второму ротору в смысле его прямого расчета по формуле (1). Однако скорость потока, набегающего на второй ротор, можно оценить приближенно, например, по значению в следе на его оси за одиночным ротором при соответствующем удалении H . С этой целью можно использовать найденные зависимости по затуханию дефицита скорости в следе за ротором [6, 7], переписав их для значения минимальной скорости на оси следа:

$$U|_{r=0}/V_0 = 1 - 0,8(x - 3,2)^{-2/3}, \quad (3)$$

где U — продольная компонента скорости в поперечном сечении следа позади ротора, r — радиальное расстояние от оси, x — расстояние вдоль оси от первого ротора.

На рис. 5 сопоставлены квадрат отношения скоростей (3) и отношение максимальных значений коэффициентов мощности двух роторов в зависимости от расстояния между ними. Отметим, что наблюдается хорошая корреляция этих величин. Таким образом,

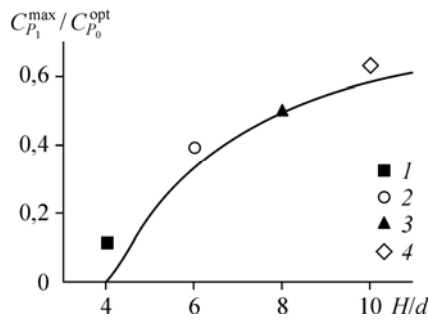


Рис. 5. Отношение максимальных значений коэффициентов мощности двух роторов в зависимости от расстояния между роторами H (символы) и квадрат отношения скоростей по формуле (3) (сплошная линия).
Обозначения см. на рис. 3.

в качестве первого приближения для оценки скорости потока, набегающего на второй ротор, можно взять $V_1 \approx U|_{r=0}$, где значения скорости на оси следа рассчитываются по формуле (3), выраженной через закон затухания дефицита скорости в следе за одиночным ротором [6, 7]. Оказалось, что с помощью простого соотношения (3) можно не только оценить оптимальный параметр быстроходности для второй турбины, но и предсказать извлекаемую турбиной мощность в зависимости от ее удаленности, когда она работает соосно в следе за первой турбиной.

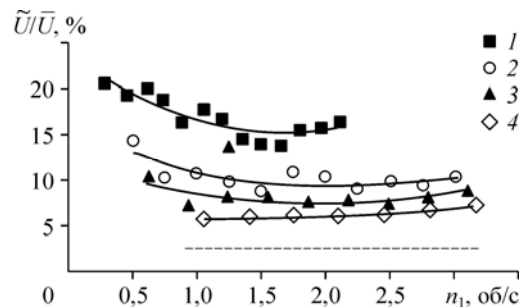
Для завершения описания взаимодействия двух роторов полезно указать информацию о турбулентных характеристиках набегающего на каждый ротор потока. Действительно, в многочисленных исследованиях регистрировалось наличие существенного влияния внешних пульсаций на силовые характеристики ветроустановок [15]. Пульсации набегающего на первый ротор потока определяются уровнем турбулентности невозмущенного в водном канале потока и, как упоминалось, не превосходят 2,5 % для экспериментальных исследований, представленных в настоящей статье. Пульсации скорости потока \tilde{U} , набегающего на второй ротор, были определены по результатам измерений пульсаций мощности второго ротора (рис. 6). Наибольшие пульсации скорости потока, набегающего на второй ротор, наблюдаются при максимальном сближении роторов ($H = 4d$), а при удалении второго ротора от первого пульсации в следе затухают. Следует отметить интересную особенность, заключающуюся в том, что при уменьшении частоты вращения второго ротора среднее значение C_{P_1} падает, в то время как его пульсации сохраняются и остаются постоянными. Приведенные на рис. 6 данные носят справочный характер и указаны здесь для правильного моделирования уровня пульсаций набегающего потока при численном моделировании обтекания роторных систем [15]. Штриховой линией показан уровень собственных пульсаций скорости в водном канале (2,5 %).

Заключение

В настоящей работе впервые установлена простая алгебраическая связь между законом затухания дефицита скорости в следе за впереди расположенной турбиной и поведением силовых характеристик второй турбины в зависимости от ее удаления (рис. 5), когда модель второго ротора располагается соосно в следе за первым. Такая конфигурация соответствует максимальному уровню потерь в ветроэлектростанциях, так как в следах за роторами происходит максимальное торможение набегающего потока.

Рис. 6. Зависимость нормированного средне-квадратического отклонения скорости потока, набегающего на второй ротор, от частоты вращения этого ротора для различных H при $\lambda_0 = 5$.

Обозначения см. на рис. 3.



Полученные результаты представляют интерес для дальнейшего развития аэродинамики ветроустановок, как с точки зрения оптимизации работы действующих ветроэлектростанций, так и при проектировании и расчете новых ВЭС в целях уменьшения потерь их мощности из-за взаимодействия со следами от других ветрогенераторов в зависимости от их удаления.

Список литературы

1. **Фортов В.Е., Попель О.С.** Состояние развития возобновляемых источников энергии в мире и в России // Теплоэнергетика. 2014. № 6. С. 4–13.
2. **Рыженков М.А., Ермоленко Б.В., Ермоленко Г.В.** Экологические аспекты ветроэнергетики // Теплоэнергетика. 2011. № 11. С. 72–79.
3. **Гордеев И.Г., Ермоленко Г.В., Никомарова А.В., Рыженков М.А., Цхомария В.Н.** Пилотные проекты сетевых ветроэлектростанций в Ейском районе Краснодарского края: состояние и перспективы // Теплоэнергетика. 2012. № 11. С. 41–49.
4. **Troldborg N., Larsen G.C., Madsen H.A., Hansen K.S., Sørensen, J.N., Mikkelsen R.** Numerical simulations of wake interaction between two wind turbines at various inflow conditions // Wind Energy. 2011. Vol. 14, No. 7. P. 859–876.
5. **Okulov V.L., Naumov I.V., Mikkelsen R.F., Kabardin I.K., Sørensen J.N.** A regular Strouhal number for large-scale instability in the far wake of a rotor // J. Fluid Mech. 2014. Vol. 747. P. 369–380.
6. **Наумов И.В., Миккельсен Р.Ф., Окулов В.Л.** Оценка дальности распространения следа и уровня его пульсаций за роторами ветрогенераторов // Теплоэнергетика. 2016. № 3. С. 54–60.
7. **Okulov V.L., Naumov I.V., Mikkelsen R.F., Sørensen J.N.** Wake effect on a uniform flow behind wind-turbine model // J. Phys.: Conf. Ser. 2015. Vol. 625. P. 012011-1–012011-10.
8. **Barthelmie R.J., Hansen K., Frandsen S.T., Rathmann O., Schepers J.G., Schlez W., Phillips J., Rados K., Zervos A., Politis E.S., Chaviaropoulos P.K.** Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore // Wind Energy. 2009. Vol. 12, No. 5. P. 431–444.
9. **Kuik G.A.M. van, Sørensen J.N., Okulov V.L.** Rotor theories by professor Joukowsky: momentum theories // Progress in Aerospace Sci. 2015. Vol. 73. P. 1–18.
10. **Okulov V.L., Sørensen J.N., Wood D.H.** The rotor theories by professor Joukowsky: vortex theories // Progress in Aerospace Sci. 2015. Vol. 73. P. 19–46.
11. **Sørensen J.N.** Aerodynamic aspects of wind energy conversion // Annual Review of Fluid Mechanics. 2011. Vol. 43. P. 427–448.
12. **Окулов В.Л., Миккельсен Р., Литвинов И.В., Наумов И.В.** Эффективность работы роторов ветрогенераторов, оптимизированных по методу Глауэрта и Беца // Журнал технической физики. 2015. Т. 85, № 11. С. 60–64.
13. **Naumov I.V., Mikkelsen R.F., Okulov V.L., Sørensen J.N.** PIV and LDA measurements of the wake behind a wind turbine model // J. Phys.: Conf. Ser. 2014. Vol. 524. P. 012168-1–012168-10.
14. **Наумов И.В., Рахманов В.В., Окулов В.Л., Велте К.М., Майер К.Е., Миккельсен Р.Ф.** Диагностика течения за моделью ротора трехлопастной турбины // Теплофизика и аэромеханика. 2012. Т. 19, № 3. С. 268–278.
15. **Breton S.-P., Nilsson K., Olivares-Espinosa H., Masson C., Dufresne L., Ivanell S.** Study of the influence of imposed turbulence on the asymptotic wake deficit in a very long line of wind turbines // Renewable Energy. 2014. Vol. 70. P. 153–163.

*Статья поступила в редакцию 12 мая 2017 г.,
после доработки — 7 июня 2017 г.*