

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ПРОВЕРЕНО
Рецензент

_____ Т.И. Колобова
(подпись, место для печати)
« ___ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)
« ___ » _____ 2020 г.

Исследование дифференциальной ошибки угла ориентации ротора
горизонтально-осевой ветроэнергоустановки

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ МАГИСТРА
ЮУрГУ – 13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель
профессор, д.т.н.

_____ Е.В. Соломин
« ___ » _____ 2020 г.

Автор
студент группы П-288

_____ А.А. Ковалёв
« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр
профессор, д.т.н.

_____ Е.В. Соломин
« ___ » _____ 2020 г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Ковалёв А.А. Исследование дифференциальной ошибки угла ориентации ротора горизонтально-осевой ветроэнергостановки. – Челябинск: ЮУрГУ, П; 2020, 101 с., 59 ил., 6 табл., библиогр. список – 57 наим.

Целями выпускной квалификационной работы являются:

- закрепление и систематизация знаний по ветроэнергетике, полученных в ходе обучения;
- приобретение навыков работы в программе по моделированию физических процессов.

В ходе работы были поставлены и выполнены следующие задачи:

- провести анализ материалов в области изучения рассогласования угла ориентации и рассмотреть известные случаи;
- рассмотреть эффект взаимовлияния ветроэнергетических установок в составе ветропарка;
- сделать и обосновать выбор программы для расчётов;
- построить компьютерную 3D модель исследуемой ветроэнергетической установки и провести численное моделирование аэродинамических потоков в исследуемом сегменте при номинальных параметрах;
- выполнить численное моделирование аэродинамических потоков при иных параметрах скорости ветра и быстроходности.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Исследование дифференциальной ошибки угла ориентации ротора горизонтально-осевой ветроэнергостановки</i>		
<i>Разраб.</i>	<i>Ковалёв</i>						
<i>Провер.</i>	<i>Соломин</i>						
<i>Реценз.</i>	<i>Калабава</i>						
<i>Н. Кантр.</i>	<i>Соломин</i>						
<i>Утверд.</i>	<i>Кирпичникова</i>						
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					В К Р	6	101
					<i>ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ</i>		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ РАССМАТРИВАЕМОЙ НАУЧНОЙ ПРОБЛЕМЫ, ВКЛЮЧАЯ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	6
1.1 Анализ материалов в области изучения рассогласования угла ориентации горизонтально-осевой ветроэнергетической установки	8
1.2 Анализ определения величины рассогласования угла ориентации и её влияния на выработку электроэнергии	13
1.2.1 Метод вибрационного анализа для вычисления угла ориентации	24
1.2.2 Алгоритм цифровой обработки параметров турбины и вычисление угла ориентации	
1.2.3 Влияние аэродинамического воздействия на динамическую устойчивость турбины вследствие рассогласования угла ориентации	25
1.2.4 Эффект взаимовлияния ВЭУ в составе ветропарка	26
1.3 Углублённое теоретическое и практическое изучение стратегии управления ориентацией.....	34
1.3.1 Аналитическое описание проблемы и результаты экспериментальных исследований	
1.3.2 Обзор существующих конструкций ГО ВЭУ и обоснование выбора конкретной конструкции для изучения.....	39
1.3.3 Обоснование исследовательского подхода.....	42
1.3.4 Моделирование системы ориентации ветроэнергетической установки.....	47

					13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

1.3.5	Обоснование выбора программного обеспечения для моделирования ГО ВЭУ и исследования потоков	61
1.3.6	Обоснование выбора исследуемого сегмента ГО ВЭУ	62
2	МОДЕЛИРОВАНИЕ АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОТОКОВ	64
2.1	Геометрия модели.....	66
2.2	Сетка.....	70
2.3	Установка параметров.....	73
2.4	Анализ результатов расчёта.....	80
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	92

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

ВВЕДЕНИЕ

В ветроэнергетике существует проблема эффективности энерговыработки у горизонтально-осевых ветроэнергетических установок (ГО ВЭУ). Когда поток ветра проходит через вращающиеся лопасти ротора, то его направление искажается. Ближе к концу гондолы ВЭУ находится прибор анеморумбометр, который фиксирует скорость ветра и его направление и передаёт данные на систему управления ВЭУ, которая в свою очередь разворачивает ротор перпендикулярно направлению потока ветра для достижения наибольшей эффективности в энерговыработке. Но из-за того, что прибор получает искажённые данные, разворот ротора ВЭУ получается недостаточным, и ометаемая площадь имеет форму эллипса вместо круга, что приводит к снижению энергоэффективности.

Для устранения данной проблемы должен быть разработан алгоритм устранения ошибки угла ориентации, что является задачей для последующих работ. Чтобы к ним приступить, необходимо провести анализ проблемы, изучить известные случаи, и в конечном счёте осуществить трёхмерное моделирование процессов для выбранной ВЭУ. Итогом проделанной работы является выявление численных значений углов отклонения в определённые моменты времени при различных скоростях ветра в определённом временном диапазоне.

Полученные исследовательские данные могут быть использованы для разработки алгоритма устранения ошибки угла ориентации ротора.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

1 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ РАССМАТРИВАЕМОЙ НАУЧНОЙ ПРОБЛЕМЫ, ВКЛЮЧАЯ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

Ветроэнергетика сегодня считается одной из самых перспективных технологий для производства электроэнергии на основе возобновляемых источников [1]. Бурное мировое развитие этого направления, в ряде стран выделившееся в отдельные отрасли с долей в национальных энергобалансах до 40%, превысило в 2018 году беспрецедентные 600 ГВт установленных мощностей [2]. В последние десятилетия развитие силовой электроники в преобразователях переменной частоты способствовало дополнительному существенному повышению эффективности ВЭУ. Рост объёмов выработки энергии, производимой за счёт ветра, не только увеличивает экологичность энергетики (5% глобального энергоснабжения осуществляется за счёт ветроэнергетики), но и повышает социально-экономические показатели за счёт создания рабочих мест по мере развития этой отрасли (более 1,5 миллионов рабочих мест на конец 2018 года).

Для достижения максимальной эффективности работы ГО ВЭУ (выработки максимальной электрической энергии в данном состоянии) ротор необходимо ориентировать по отношению к направлению ветра таким образом, чтобы отсутствовал угол между вектором набегающего потока и проекцией оси вращения ротора на горизонтальную плоскость. Ошибка (рассогласование) данного угла ориентации приводит к значительной потере мощности, на практике достигающей 2,7-15% при угле рассогласования 10-20°. Более того, влияние на отклонение потока ветра оказывают соседние турбины, находящиеся в составе ветропарка, что приводит к дополнительному рассогласованию угла ориентации.

С учётом того, что ежегодный вклад мировой ветроиндустрии в выработку электроэнергии составляет свыше 3% от общего объёма или ориентировочно 900 ТВт·ч, системные потери, составляющие 10-30% от объёма выработки и возникающие из-за ошибок ориентации ротора (погрешности коллинеарности между вектором набегающего потока ветра и проекцией оси вращения ротора на

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

горизонтальную плоскость), являются весьма существенными и представляют собой актуальную фундаментальную проблему. В настоящее время эта проблема решается с помощью различных способов мониторинга и внедрения дорогостоящих систем типа LIDAR, позволяющих снизить ошибки ориентации. Результаты публикационного анализа и предварительно проведённых исследований доказывают возможность увеличения выработки электроэнергии горизонтально-осевыми ветроэнергетическими установками на 10-40% за счёт уменьшения ошибки ориентации. При этом экономический эффект от прироста выработки энергии на мировом рынке по предварительным расчётам составит \$7,2 млрд в год.

Одним из наиболее распространённых методов оценки погрешности ориентации ротора (по старым ГОСТ РФ «рыскания ветроколеса») является определение направления ветра с помощью датчика, установленного на задней части ГО ВЭУ, или так называемого анеморумбометра. Однако эти измерения отличаются неточностью, вызванной наличием вихрей в потоке ветра за ротором [3]. Для достижения более точных измерений направления ветра используются дорогостоящие приборы дистанционного зондирования, в основном основанные на ЛИДАРных (LIDAR) технологиях [4], [5]. Основным недостатком такого решения является высокая стоимость приборов и, таким образом, ограниченная доступность оборудования, позволяющая только крупным ветропаркам большой мощности. Кроме этого, практика показывает, что данное решение является ещё и не вполне эффективным, поскольку позволяет по целому ряду причин лишь незначительно (на несколько процентов) улучшить показатели углов рассогласования ВЭУ, входящих в ветропарк.

Из вышесказанного можно сделать вывод о том, что предметной отрасли требуются более точные, простые и экономически эффективные методы контроля и устранения рассогласования угла ориентации ротора. Таким образом, очевидно, что проблема ориентации ротора ГО ВЭУ является системной.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

В дополнение к приведённым данным следует добавить информацию о достижении компанией General Electric промышленной единичной мощности ГО ВЭУ 15 МВт с диаметром ротора 218 метров [6]. Нетрудно посчитать, что при работе в номинальном режиме недовыработка мощности даже в 1% за счёт ошибки ориентации может составлять свыше 1 ГВт·ч в год.

1.1 Анализ материалов в области изучения рассогласования угла ориентации горизонтально-осевой ветроэнергетической установки

Традиционная ГО ВЭУ имеет хорошо известный существенный недостаток – необходимость ориентации ротора на ветер (термин «ротор» употребляется как «турбина» или «ветроколесо» в соответствии с различными стандартами). Проблема заключается в том, что рассогласование угла ориентации ротора (погрешность или ошибка коллинеарности между вектором набегающего потока ветра и проекцией оси вращения ротора на горизонтальную плоскость) является одной из причин снижения выходной мощности, а значит, снижает общую выработку энергии. Объясняется этот факт тем, что при возникновении угла рассогласования уменьшается мгновенная ометаемая площадь, приблизительно равная проекции полной расчётной ометаемой площади ротора на вертикальную плоскость. Таким образом, если ротор не выставлен системой управления на ветер, объём выработки энергии снижается (при углах 30, 60 и 90 градусов выработка падает соответственно на 40, 75 и 100 процентов). Здесь делается предположение, что рассмотрению подлежит только горизонтальная составляющая потока ветра, коллинеарная оси вращения ротора.

Описанное рассогласование угла ориентации является системной проблемой, поскольку наблюдается у всех без исключения ВЭУ с горизонтальной осью вращения, составляющих подавляющее большинство (98%) в мировом парке, и, таким образом, представляет собой фундаментальную научную задачу.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

С учётом 3-процентного вклада (900 ТВт·ч) в объём всей ежегодно производимой человечеством электрической энергии потери мировой ветроиндустрии, возникающие из-за ошибок ориентации и составляющие по различным оценкам от 2 до 15-30%, являются колоссальными.

Таким образом, уменьшив ошибку (рассогласование) угла ориентации, можно тем самым повысить годовой объём выработки электроэнергии ветроэнергетической установкой, имеющей систему ориентации, минимум на 10%. При коммерциализации в рамках мирового масштаба такой подход может дать прирост глобальной энергетике более чем 0,3 процента в год или дополнительно свыше 90 ТВт·ч электроэнергии.

В настоящий момент установленная мощность мировой ветроиндустрии достигла 600 ГВт [7] с генерацией свыше 1 000 ТВт·ч ежегодно. При стоимости в среднем 5 Р/кВт·ч (или ϕ 8/кВт·ч [8]) и при условии повышения выработки электроэнергии хотя бы на 10%, экономический эффект от внедрения предложенного метода составит свыше \$7 млрд. США (900 ТВт·ч x \$0,08 x 10 процентов = \$7,2 млрд.).

По данным Российской Ассоциации Ветроиндустрии и Минэнерго РФ установленная мощность ветропарков РФ к 2024 году должна достигнуть 3,6 ГВт с выработкой электроэнергии ориентировочно 6 ТВт·ч ежегодно. Соответственно, экономический эффект от внедрения предложенного метода с учётом вышеприведённых данных составит ежегодно 6 ТВт·ч x 5 Р x 10% = 3 млрд. Р).

Таким образом, очевидно, что даже небольшое системное (т. е. общее для всех ВЭУ) повышение выработки энергии ВЭУ приводит к существенному приросту глобальной выработки электроэнергии. Необходимо отметить, что все без исключения ГО ВЭУ средней и большой мощности (т. е. выше 100 кВт), представляющие 99% генерирующих мощностей в мировой ветроиндустрии, оснащены системами ориентации, т. е. имеют принадлежность к описанной «системной» проблеме.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

В XXI веке с дальнейшим ростом единичной мощности ВЭУ кратно увеличилось количество исследований, направленных на повышение производительности ВЭУ. В основном, мировыми достижениями являются результаты исследований, относящиеся к повышению коэффициента использования энергии ветра или коэффициента мощности (КИЭВ или C_p) до 0,48 у ГО ВЭУ и до 0,45 у вертикально-осевых (ВО) ВЭУ. Рядом научных и инженерных коллективов ведутся работы по достижению C_p до уровня 0,52 за счёт улучшения аэродинамических характеристик ВЭУ и совершенствования систем управления.

Однако, несмотря на высокий исследовательский интерес к методам управления (в частности, к МРРТ – maximum power point tracking или методу отслеживания максимальной точки мощности), проблема активной ориентации в технической литературе широко не освещалась. В России данная тема вплоть до начала XXI века не была актуальной в связи с отсутствием крупных ветроэнергетических генерирующих мощностей и стала приобретать актуальность в связи с изменением законодательства и относительно бурным строительством отечественных ветропарков в ряде областей РФ с 2010-х годов. Тем не менее, за рубежом данная тема является актуальной, и был предпринят целый ряд попыток её глубокого изучения.

Для вычисления угла ориентации традиционно до недавнего времени в XX веке применялся метод управления «карабканьем на холм» (Hill Climbing Control НСС). Однако с появлением современных крупногабаритных ВЭУ данный метод оказался неприменим по целому ряду причин (при сетевой работе ошибки ориентации вызывают флуктуации напряжения в сети, ориентационный алгоритм вызывает слишком частые действия по ориентации ротора, ошибка отклонения оси ротора от вектора потока может быть значительной и т. д.). Исследования в этой области посвящены разработкам алгоритмов одновременного управления током нагрузки и направлением вала ротора турбины с целью максимального использования энергии ветра [9]. Алгоритм позволяет отслеживать максимальную мощность без измерения скорости и направления ветра, основываясь на

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

эвристическом НСС методе с применением искусственного интеллекта. Разработки алгоритмов активного управления ориентации без измерения скорости и направления ветра не единичны. Теми же авторами предлагается использование метода НСС с некоторыми изменениями для определения направления и скорости ветра за счет измерения выходной мощности и сравнения с номинальной [10]. Также проведены исследования по созданию алгоритмов управления, основанных на измерении выходной мощности, с анеморумбометрами и без них, проведённые в лабораторных условиях [11].

Проведены исследования в области аэродинамики и механики ВЭУ на основе моделирования в TurbSim, AeroDyn и FAST с выявлением влияния ошибки ориентации, аэродинамического затенения башни, сдвига ветра и турбулентности на качество выработки энергии [12]. Аналогичные исследования проведены в части оценки изменения нагрузки на лопасть, вызванной сдвигом ветра, с дальнейшим определением ошибки ориентации. Метод основан на использовании трёхмерной геометрии [13]. Выявлены динамические характеристики турбин при изменяющихся условиях. Комплексные статистические данные по частоте отказов и времени простоя турбин показали, что доля простоев, вызванных отказами по причине дезориентации, составила 13,3% от общего времени простоя [14], в то время как интенсивность отказов системы ориентации составила 12,5% [15]. Следовательно, можно сделать вывод о том, что ошибки системы ориентации имеют серьезное влияние на эффективность производства электроэнергии ветроэнергетической установкой. Аналитические исследования аэродинамических потоков, обтекающих гондолу, проведены для определения стратегии управления ориентацией [16]. При приложении аэродинамического момента к лопасти трёхлопастной турбины создаётся эффект сдвига потока ветра за счёт геометрической формы лопасти, тени башни и распределения скорости ветра по вертикали. Доказано существование пульсаций 3Р момента импульса, которые трудно идентифицировать в полевых условиях. В данном исследовании определена константа пропорциональности между крутящим моментом и скоростью ветра,

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

позволяющая проводить аэродинамические вычисления крутящего момента по соответствующей скорости ветра. При этом показано, что при определении динамического момента теневой эффект башни является доминирующим по сравнению с эффектом сдвига потока ветра. Метод активного контроля ориентации, основанный на измерении направления ветра, представлен в [17]. Влияние ошибки ориентации на качество энергии ветровой системы было исследовано в [18]. Новая модель ВЭУ с контролем ориентации была представлена в [19]. Работы по компьютерному моделированию показывают, что улучшение выработки электроэнергии может быть достигнуто за счёт оптимизации перенаправления следа потока [20]. Метод контроля ориентации путём отслеживания местоположения ротора в ветроустановке был предложен в публикации [21]. В работе [22] предложена схема управления ориентацией, основанная на методе поискового управления с использованием результатов измерений генерируемой выходной мощности, а также рассмотрена максимизация выходной мощности ВЭУ с использованием оптимальной картины угла ориентации для различных направлений ветра [23]. Дизайн системы управления ориентацией на основе краткосрочных прогнозов был представлен в [24]. И значительный вклад был сделан результатами научно-исследовательской работы по исследованию и изучению аэродинамики ротора ВЭУ [25]. А также по улучшению аэродинамических характеристик лопастей за счёт механизации [26].

Таким образом, анализ показывает, что системы и методы управления ориентацией турбины достаточно хорошо изучены, однако появляются новые данные, говорящие о том, что проблема минимизации ошибки ориентации решена только в целом. В большинстве эксплуатируемых систем из-за отсутствия своевременной и точной информации о набегающем потоке и, как следствие, недостаточной скорости отклика и точности управления ориентацией, ротор турбины часто оказывается неверно ориентированным на направление ветра в пределах $\pm 10-20$ градусов. В связи с пропорциональной зависимостью мощности

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

турбины от ометаемой площади такое рассогласование угла ориентации приводит к значительным потерям.

1.2 Анализ определения величины рассогласования угла ориентации и её влияния на выработку электроэнергии

В российской литературе упоминания об исследованиях, аналогичных проводимым, отсутствуют, поскольку относительно интенсивное строительство ветропарков в РФ началось только в XXI веке (данные Российской Ассоциации Ветроиндустрии [27]). Однако проблема прецизионного определения направления набегающего потока ветра широко освещена в зарубежных, в том числе и рецензируемых научных изданиях. Одним из лучших обзоров предметной темы можно назвать [28].

Первоначально изучением данного вопроса начала заниматься Национальная лаборатория Risø National Laboratory при Министерстве науки, технологий и инноваций Дании в рамках исследования, проведенного в 2003 году [29]. В ходе испытаний контролировалась выходная мощность в зависимости от угла рыскания (ориентации) турбины. Результатом исследований явился тот факт, что мощность ветродвигателя пропорциональна косинусу квадрата ошибки угла рыскания. Дальнейший обзор данных, полученных в исследованиях Risø, показывает, что между этими двумя параметрами существует кубическая зависимость для ошибок определения угла направления ветра между ± 20 градусами.

Типичный контур управления рысканием относительно прост. Информация к системе управления поступает от измерительного устройства с соответствующей передаточной функцией. Далее принимается решение, должна ли турбина ориентироваться, и если да, то в каком направлении. Разработчики элементов управления обычно предполагают, что этот контур управления работает оптимально. Однако в стандартной реализации измерение направления ветра

					13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

производится с помощью флюгера (анеморумбометра) и/или ультразвукового датчика, расположенных в задней части гондолы. Поэтому полученная информация из-за влияния лопастей ротора изначально является неточной. Суть проблемы заключается в том, что, когда лопасть создает аэродинамическую тень для анеморумбометра, за ней создается разрежение, куда вовлекаются обтекающие её потоки, причём не только в одной плоскости, но и из прилежащих слоёв, особенно после прохождения кромки лопасти через вертикальную плоскость анеморумбометра. Таким образом, прибор оказывается в периодической турбулентности и генерирует серьёзные ошибки для передаточной функции. В соответствии с этим система управления также ошибочно определяет направление ветра, что и ведёт к рассогласованию угла поворота ротора. В связи с этим требуются более совершенные методы определения направления ветра.

Для количественного пояснения ошибки рассогласования показателны следующие исследования. Лазерный датчик ветра (Laser Wind Sensor LWS) был установлен на турбине Nordex N60 в Альберте, Канада, где данные о скорости и направлении ветра собирались перед турбиной в течение одного месяца. На рисунке 1 приведён трёхмерный график скорости ветра, направления ветра и выходной мощности, собранной с турбины.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

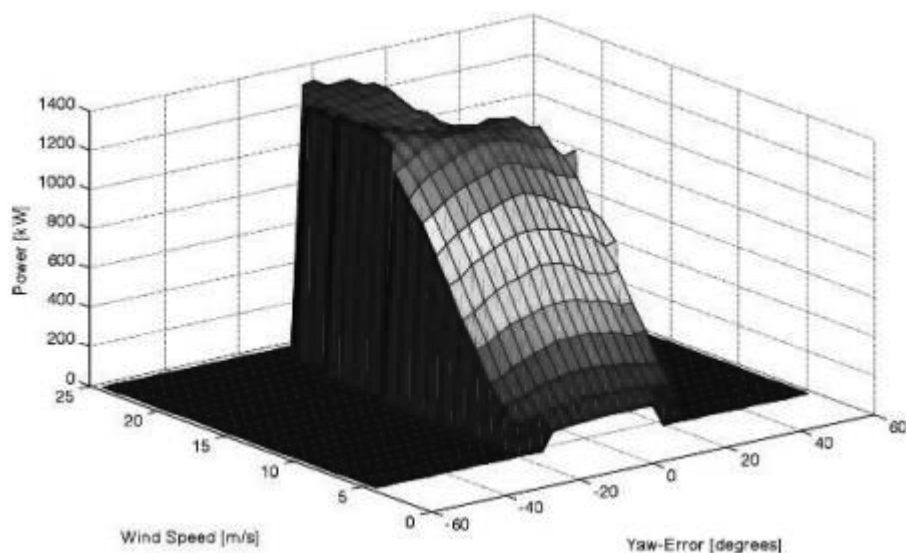


Рисунок 1 – Трёхмерный график скорости ветра, направления ветра и выходной мощности, собранной с турбины Nordex N60 (Альберта, Канада)

На рисунке 2 показана зависимость скорости ветра от мощности, которая представляет кривую мощности турбины при нулевом угле рыскания.

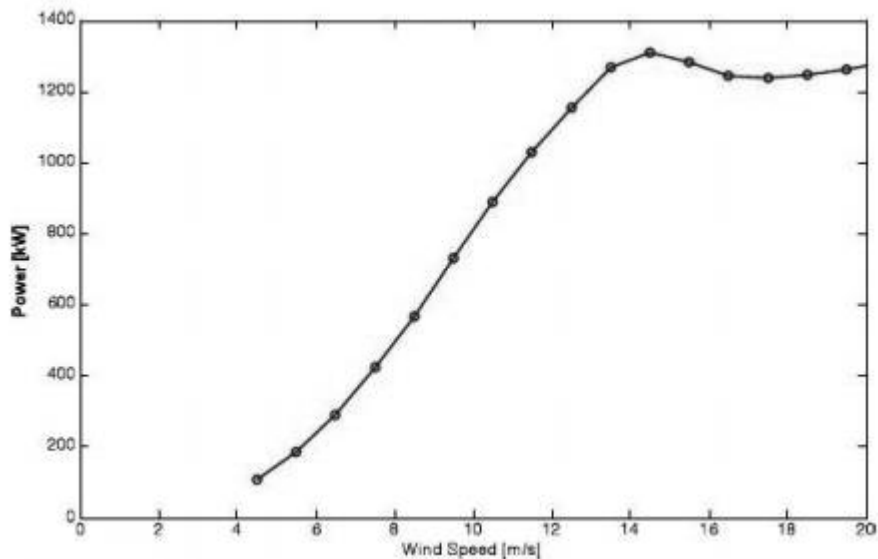


Рисунок 2 – Зависимость мощности от скорости ветра при нулевом угле рыскания

Скорость ветра измеряется с помощью анеморумбометров на задней части турбины.

На рисунке 3 показана зависимость мощности от угла рыскания, где сплошные линии представляют собой различные ячейки скорости ветра. Данные представлены только для углов рыскания $\pm 20^\circ$. Из рисунка 3 видно, что: 1) турбина провела значительное время вне согласования с ветром, и 2) эти события вне рыскания привели к неоптимальной производительности турбины.

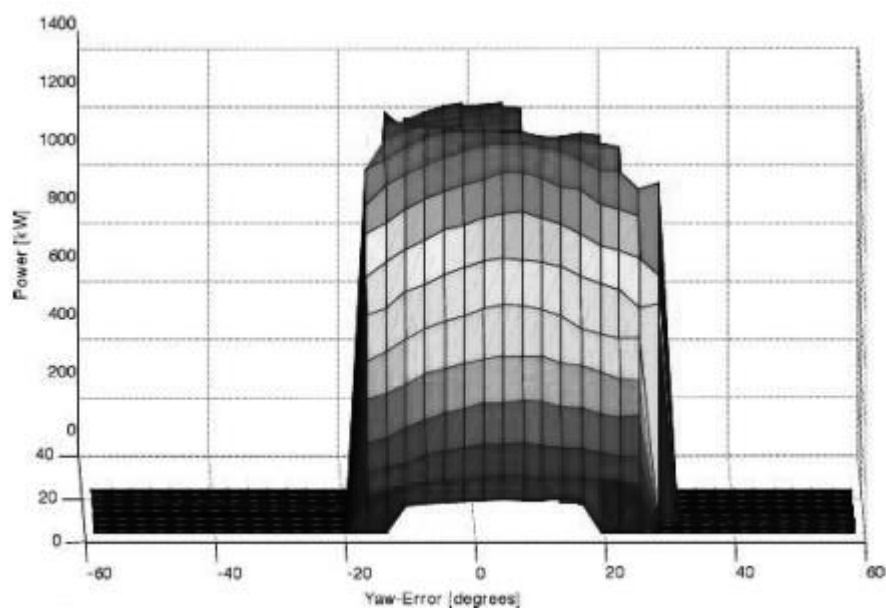


Рисунок 3 – Модель 3D – зависимость мощности от направления ветра

Диаграмма показывает просадку мощности в связи с ошибкой угла рыскания.

Рисунок 4 (а) и (б) представляют собой фрагменты из графика зависимости мощности от угла рыскания в двух разных выборках скорости ветра. На рисунке видно, что существует зависимость \cos^3 между потерями мощности и отклонениями угла рыскания между -20 и $+20$ градусами, что подтверждает наличие математической взаимосвязи между выработкой энергии и отклонением угла рыскания, что и было показано в данных исследованиях.

Кубическая зависимость \cos^3 потерь мощности от отклонения угла рыскания между -20 и $+20$ градусами очевидна.

Количество времени, которая турбина тратит на рыскание и величина угла рассогласования также определены. При анализе средней ошибки рыскания использовались две методики измерения. Первая методика представляет собой поиск интегрированной ошибки рыскания, которая определяется как среднее абсолютное значение ошибки рыскания от нуля градусов.

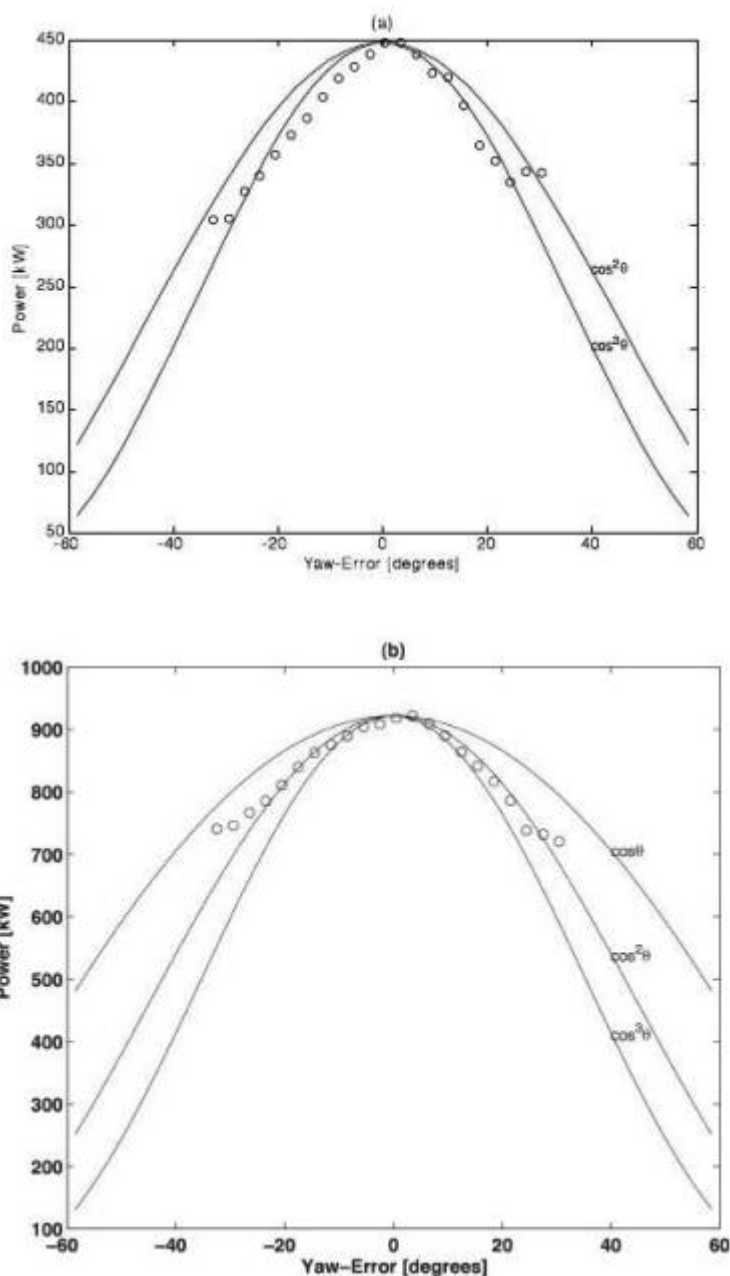


Рисунок 4 – Зависимость диапазона мощности от угла рыскания для (а) скорость ветра 7-8 м/с и (б) 10-11 м/с

Вторая методика представляет собой среднеквадратическую ошибку рыскания, которая определяется как квадратный корень среднего квадратов значений угла рассогласования рыскания. Поскольку интегрированная ошибка рыскания представляет среднее угловое смещение турбины по отношению к нулевому отсчёту рыскания, среднеквадратичная ошибка выделяет большие отклонения. Данные, собранные за один месяц, показывают, что турбина N60 имела интегрированную ошибку рыскания приблизительно 13° и среднеквадратическую ошибку 16°. Ошибки рыскания для ряда турбин, на которых были установлены блоки Vindicator LWS для измерения направления набегающего потока, приведены в таблице 1. Как видно из таблицы, все турбины показывают приблизительно одинаковые ошибки.

Таблица 1 – Системная ошибка рыскания и среднеквадратичная ошибка для шести ветротурбин (США, Европа)

Turbine Model	Avg. Integrated Yaw Error	RMS Error
Vestas V-82	15°	21°
Nordex N60	13°	16°
Vestas V-82	15°	19°
Other 2.0 MW	15°	19°
Other >2.0 MW	12°	17°

Основным фактором, способствующим появлению ошибки рыскания, является проблема с местом размещения приборов для измерения направления ветра. Размещение этих устройств на задней части гондолы (т. е. за лопастями турбины) делает их неспособными точно измерить параметры потока и ориентировать турбину. На рисунке 5 а) показано сравнение 10-минутной усреднённой скорости ветра, измеренной с помощью установленного на гондоле ультразвукового анемометра и с помощью прибора Vindicator LWS впереди ротора. Аналогичное сравнение 10-минутных усреднённых данных о направлении ветра, измеренных ультразвуковым анемометром и Vindicator LWS показано на рисунке 5 б). Эти цифры показывают, что линейная зависимость между данными измерений

ветра на гондоле возмущённой части потока и измерений невозмущенного потока впереди ротора отсутствует.

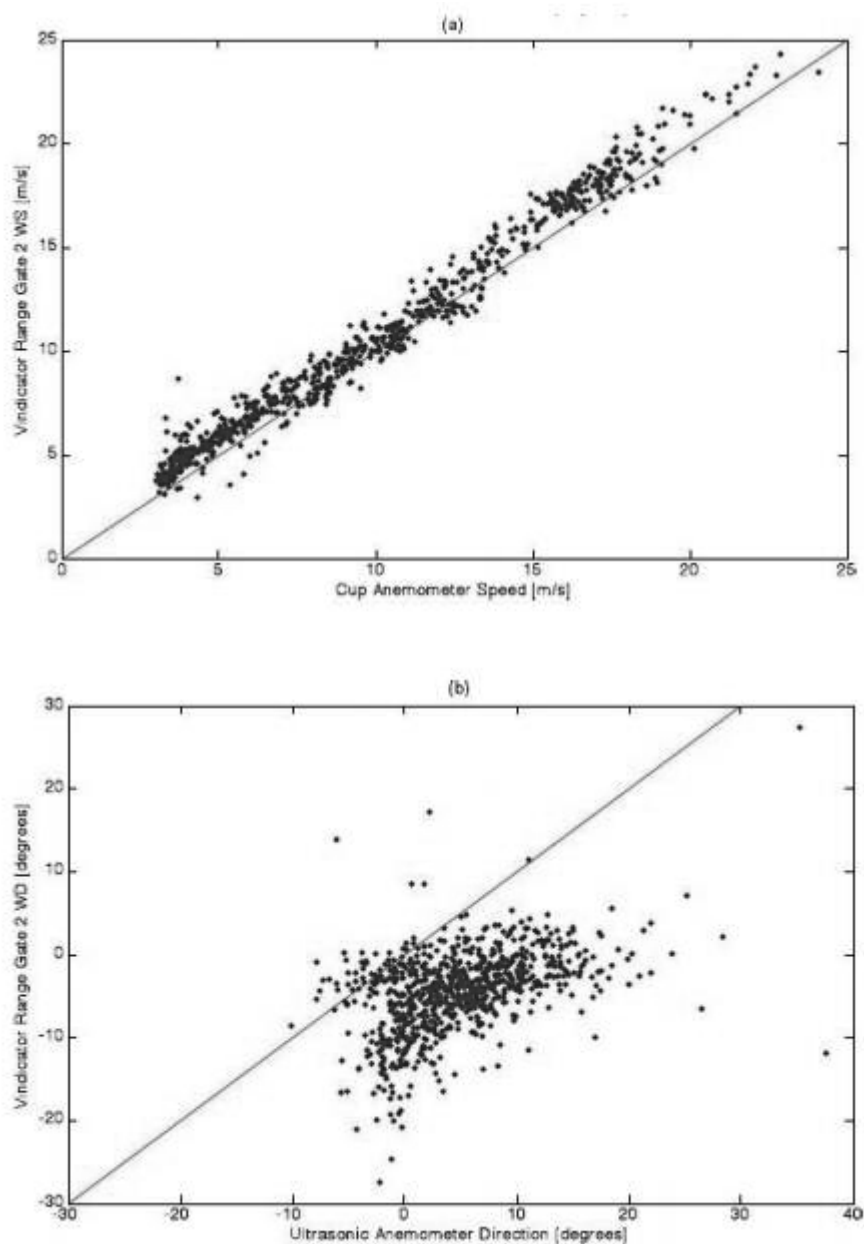


Рисунок 5 – а) Скорость ветра в свободном потоке, измеренная Vindicator LWS перед ротором, в сравнении со скоростью ветра, измеренной ультразвуковым анемометром на задней части гондолы; б) Направление ветра в свободном потоке, измеряемое Vindicator LWS перед ротором, в сравнении со скоростью ветра, измеренной ультразвуковым анемометром на задней части гондолы

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР

Лист

19

На рисунке 6 показано аналогичное сравнение данных о параметрах ветра от анемометра, установленного на гондоле, и Vindicator LWS. Эти данные были получены с турбины Vestas V82 в штате Небраска, США. Анализ этих данных приводит к тому, что результаты этого исследования аналогичны описанным выше, что, таким образом, представляет не погрешности конкретного типа измерительного прибора или условий окружающей среды, уникальные для конкретного географического расположения, а скорее представляет собой системную проблему ошибки ориентации.

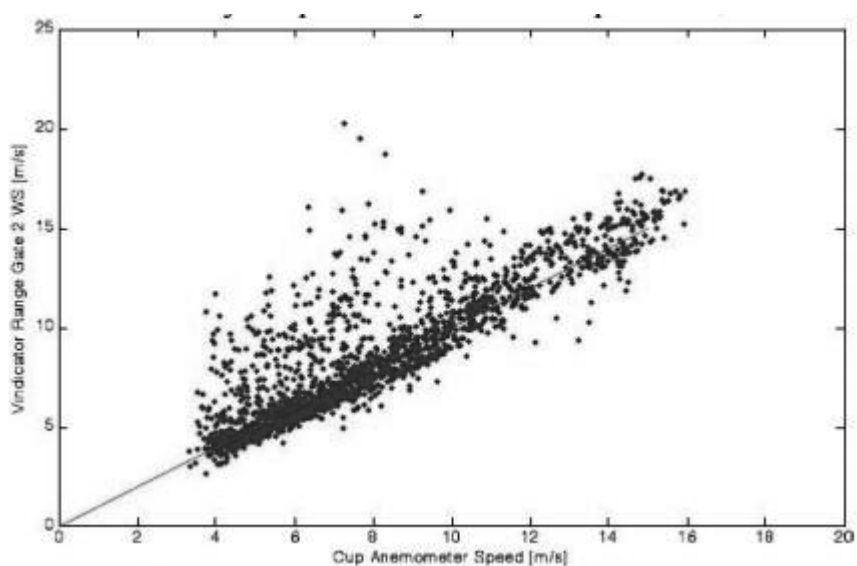


Рисунок 6 – Скорость ветра в свободном потоке по сравнению с направлением ветра, измеренным на задней части гондолы турбины Vestas V82

График подтверждает, что между скоростью ветра в свободном потоке и скоростью в задней части гондолы не существует линейной зависимости.

В 2001 году Национальная лаборатория возобновляемых источников энергии США (NREL) провела исследования зависимости параметров потока до и после ротора [30]. Ультразвуковые анемометры установили на гондоле. Скорость ветра регистрировалась для различных углов рыскания и параметров мощности. Результаты этих исследований свидетельствуют о том, что проблема гораздо сложнее, чем это показано на рисунке 7.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>20</i>

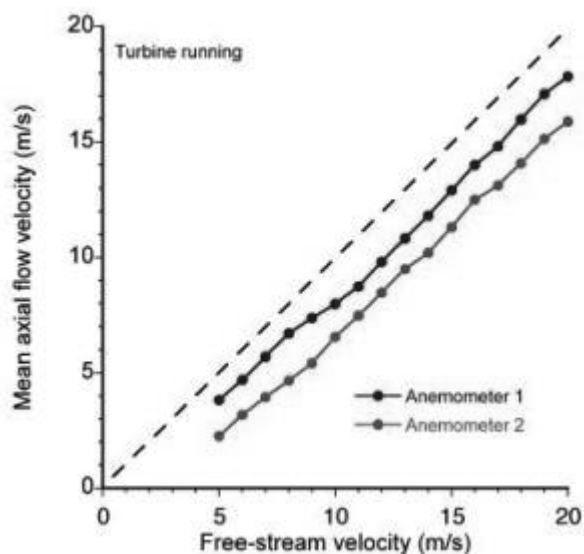


Рисунок 7 – Сравнение скорости ветра по результатам теста NASA Ames NREL в 2001 году

Рисунок показывает, что между скоростью ветра в свободном потоке и скоростью за ротором нет линейной зависимости. Зелёная кривая представляет собой сравнение между скоростью ветра, измеренной в аэродинамической трубе и скоростью ветра, измеренной ультразвуковым датчиком на расстоянии 2 м позади оси турбины. Синяя кривая представляет скорость ветра, измеренную вдоль оси турбины.

Несмотря на то, что аэродинамическое затенение анемометра лопастью играет большую роль на малых скоростях ветра, по мере роста ветра и раскручивания турбины доминантное влияние будет оказывать поток, срывающийся с лопастей. Отношение между невозмущённым набегающим потоком и потоком, измеряемым за ротором на гондоле, является нелинейным и не может быть связано простой линейной передаточной функцией.

Другими параметрами, влияющими на улучшение рыскания турбины, являются:

- 1) Время усреднения измерения направления ветра, используемое в алгоритме управления;

2) Мёртвая зона рыскания (или величина, на которую турбина должна быть смещена, прежде чем она начнет рыскать).

Эти параметры определяют время до начала корректирующих рысканий, то есть время, в течение которого турбина проводит рыскание, и количество рысканий турбины. При использовании анемометров, не являющихся точными на коротких временных промежутках, нет возможности варьировать эти параметры в большом диапазоне. Однако при точных дистанционных измерениях потока на коротких (более 1 Гц) временных масштабах параметры алгоритмов управления рысканием могут быть оптимизированы в большом диапазоне значений, включая возможность непрерывного рыскания турбины.

Рассуждая о вопросах рассогласования рыскания можно утверждать, что углы ориентации турбин различных марок и моделей в разных географических точках находятся большую часть времени в рассогласовании. Таким образом, необходимо понимать, имеет ли это какое-либо экономическое значение, и если да, то какое. Для демонстрации существенного влияния рассогласования угла ориентации ротора на производительность турбины был проведен эксперимент на турбине Nordex N60. Единственным параметром, изменявшимся в ходе этого эксперимента, были входные данные алгоритма управления, в то время как управление рысканием турбины осуществлялось оригинальным контроллером Nordex. На рисунке 8 приведены графики мощности в зависимости от скорости ветра.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

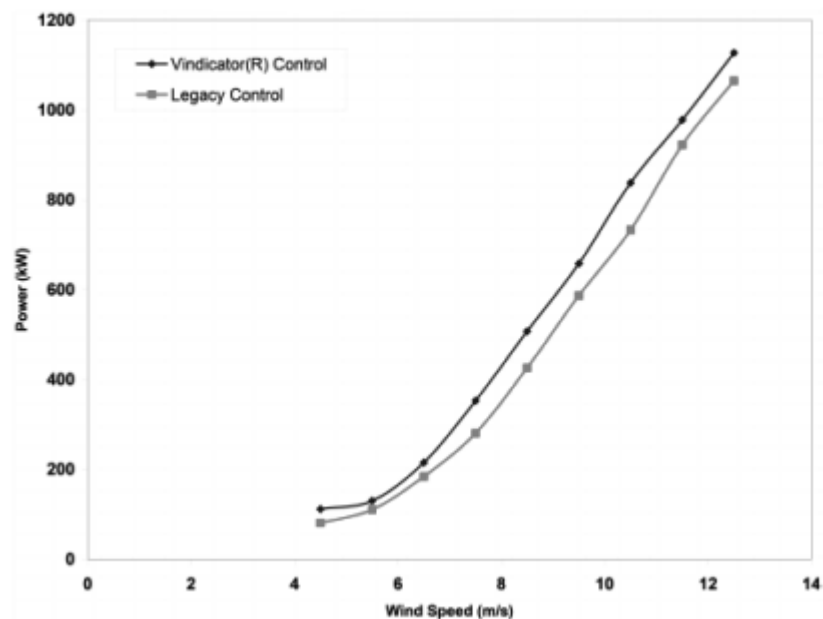


Рисунок 8 – График мощностей турбины от скорости ветра для турбины N60, измеряемых соответственно: розовая кривая – зависимость от скорости ветра, измеренной анеморумбометром в задней части гондолы; синяя кривая – зависимость от скорости ветра, измеренной прибором Vindicator LWS

На рисунке синяя линия изображает кривую мощности с применением в измерении скорости ветра прибора Vindicator LWS, а розовая кривая соответствует традиционному ультразвуковому измерению на задней части гондолы. Как видно, синяя кривая значительно выше, чем красная во всем диапазоне ветров, что указывает на то, что турбина производит больше энергии при любой скорости ветра, если измерение направления потока осуществляется более точно. Разница в выработке энергии при этом составляет в среднем 11,1%. В ходе испытаний с использованием Vindicator LWS, интегрированная ошибка рыскания была уменьшена от 13 до 10 градусов, а среднеквадратичная ошибка рыскания была уменьшена от 16 до 13 градусов. Поскольку алгоритм управления не был изменён, турбина рыскала реже с использованием Vindicator LWS.

Это очевидно указывает на то, что при наличии более своевременной и точной информации алгоритмы управления рысканием могут быть улучшены.

1.2.1 Метод вибрационного анализа для вычисления угла ориентации

Ряд исследований в области определения ошибки угла ориентации проведен на основе получения информации о вибрациях при отклонении ротора от наилучшей ориентации [31].

Мониторинг состояния конструкций (Structural Health Monitoring SHM) заключается в реализации стратегии обнаружения повреждений или неисправностей турбины (в основном механической части) на ранней стадии. Такой способ можно также применить для системы ориентации. Основой способа является вибрационный анализ динамического структурного отклика/реакции турбины на внешние изменяющиеся условия. При отклонении оси ротора турбины от вектора потока ветра в вертикальной плоскости спектр вибраций механической системы изменяется в соответствии с рядом причин (изменение срыва потока с лопастей, реакция боковых стенок гондолы и т.д.). В соответствии с этим методом были изучены вибрационные реакции коммерческой ветроэнергетической установки ГО ВЭУ мощностью 2,3 МВт в ограниченном диапазоне рабочих характеристик. Собранная база данных полученных сигналов виброотдачи, характеризующих реакцию турбины на рассогласование угла ориентации, запуск, эксплуатацию и остановку, позволила детально проанализировать и систематизировать отклики, объединив их на основе вейвлет-анализа Добеши шестого порядка на восемь уровней. Что позволило определить общие тенденции и закономерности сигналов. Интеграция данных вейвлет-анализа с применением фильтров может служить одним из способов уменьшения времени простоя и частоты отказа ВЭУ.

1.2.2 Алгоритм цифровой обработки параметров турбины и вычисление угла ориентации

Для отбора максимальной энергии от потока ветра и улучшения эффективности ветроэнергетической установки предложен алгоритм управления,

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

при котором угол ориентации рассчитывается с помощью цифрового обработчика сигналов (digital signal processor DSP), с последующей генерацией управляющих сигналов для шагового электродвигателя системы ориентации [32]. Экспериментальные результаты показали, что на основе предложенного алгоритма управления и управления DSP производительность системы ориентации (вычисления, отклик и ориентация), протестированного на основе компьютерной модели, значительно возросла.

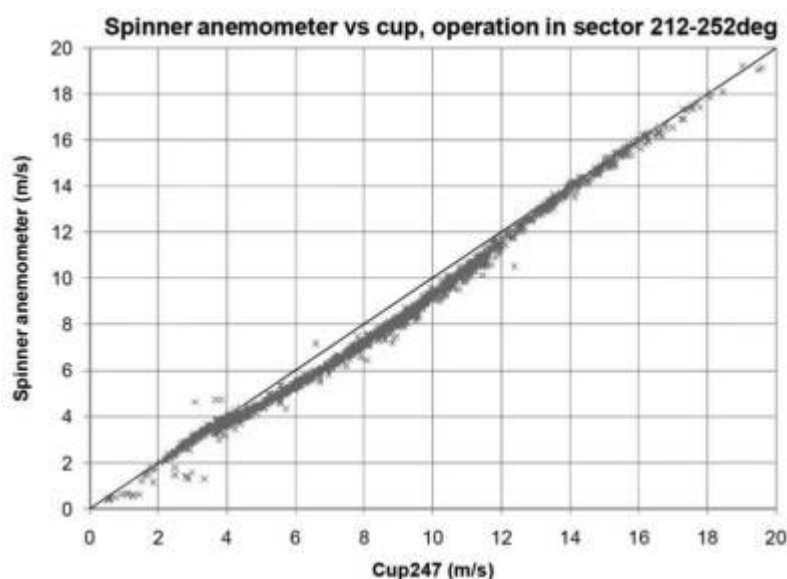
1.2.3 Влияние аэродинамического воздействия на динамическую устойчивость турбины вследствие рассогласования угла ориентации

Под воздействием внезапных изменений направления ветра и/или при работе агрегата ориентации в течение длительного периода времени динамические характеристики лопасти турбины меняются, поскольку поток ветра, проходящий через плоскость ротора, вызывает сложные индуцированные модели скорости и направления ветра. Для выяснения закономерностей аэродинамического воздействия проведён анализ влияния ошибки ориентации на поведение лопасти и динамическую устойчивость [33]. При исследованиях использовалась модель пучка, включающая геометрическую нелинейность в сочетании с нестационарной аэродинамикой, основанная на методе следа свободного вихря в сочетании со структурной теорией по вычислению пластичных характеристик лопасти ветроэнергостанции мощностью 5 МВт (National Renewable Energy Laboratory NREL), а затем были исследованы зависимости рассогласования для различных скоростей и направлений ветра. Сделаны выводы о том, что эффект рыскания вызывает значительные изменения аэродинамических нагрузок и, соответственно, структурные изменения лопасти. Более того, показано, что демпфирование для исследуемой лопасти при принятых условиях может быть улучшено на 33%. Соответственно, показаны негативные последствия в части усталостной прочности лопасти при влиянии отклонений ориентации.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

1.2.4 Эффект взаимовлияния ВЭУ в составе ветропарка

Исследования ВЭУ в составе ветропарков подтверждают появление ошибки угла ориентации [34]. Исследовалась ВЭУ V80 оншорного (наземного) базирования с вращающимся анеморумбометром (риф Horns, ветропарк возле Esbjerg), коэффициент потери мощности достигал 0,971 в диапазоне скорости ветра 3-15 м/с. Ошибка (рассогласование) угла ориентации в среднем составила 10° за счёт отклонений потока соседними турбинами и погрешностью измерений. Для исследуемого диапазона скорости ветра потери мощности с учётом статистической обработки составили 2,7%. Ошибка угла ориентации возникает из-за регистрации ошибочного определения направления потока анеморумбометром, установленным на гондоле ВЭУ. Более того, ошибка возникает также из-за неверного измерения скорости ветра. На рисунке 9 показано отклонение данных о скорости ветра вращающегося анеморумбометра (spinner anemometer), установленного на гондоле, от данных чашечного анеморумбометра (cup anemometer), расположенного на отдельной мачте рядом с ротором ВЭУ. Отклонение показаний появляется за счёт искажённого потока ветра, индуцированного движущейся лопастью, что показано на рисунке 9.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР

Лист

26

Рисунок 9 – Отклонение данных вращающегося анеморумбометра (spinner anemometer), установленного на гондоле, от данных чашечного анеморумбометра (cup anemometer), расположенного на отдельной мачте рядом с ротором ВЭУ

При отсутствии ошибки данные должны совпадать, но на графике видно отклонение показаний приборов в диапазоне скорости ветра 4-12 м/с. Максимальная (индукционная) ошибка составляет 12%.

При измерениях направления потока ветра также выявлена ошибка, которую демонстрирует рисунок 10.

Отклонение направления потока от вертикальной плоскости, проходящей через гондолу приведено на рисунке 11. Разным цветом показано направление от турбины к турбине (по их номерам) в рамках ветропарка. Величина ошибки составляет 0-5° в зависимости от направления ветра. Есть серьезные отклонения потока в направлении исследуемой турбины № 5 от турбины № 6 (на 192° направлении ветра угол отклонения +14°, а на 207°, соответственно, -13°). Очевидно, что данное отклонение формируется индуцированным потоком ветра от турбины № 6. Таким образом, очевидно взаимовлияние ВЭУ ветропарка друг на друга.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

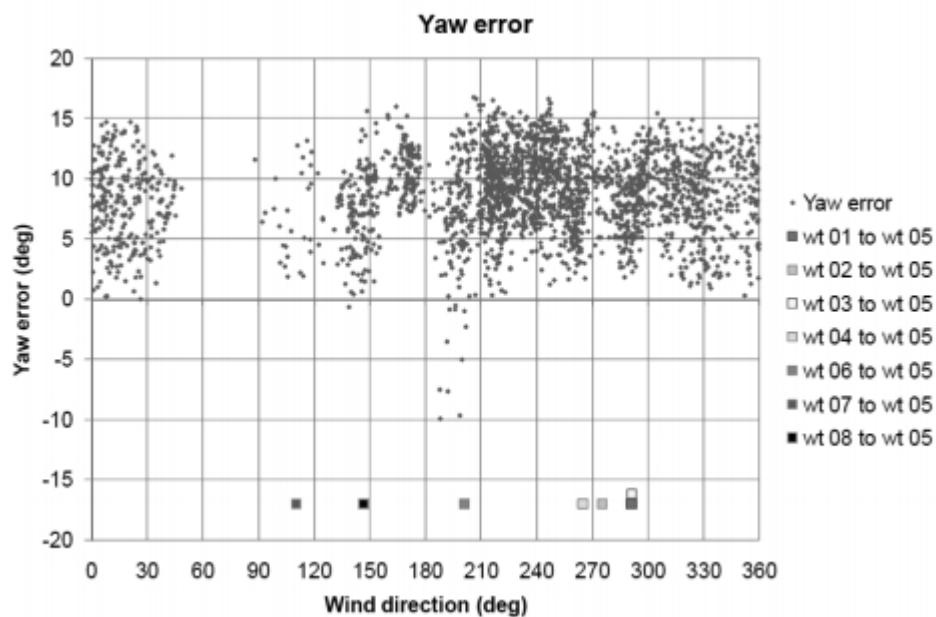


Рисунок 10 – Ошибка (рассогласование) угла ориентации в зависимости от направления ветра

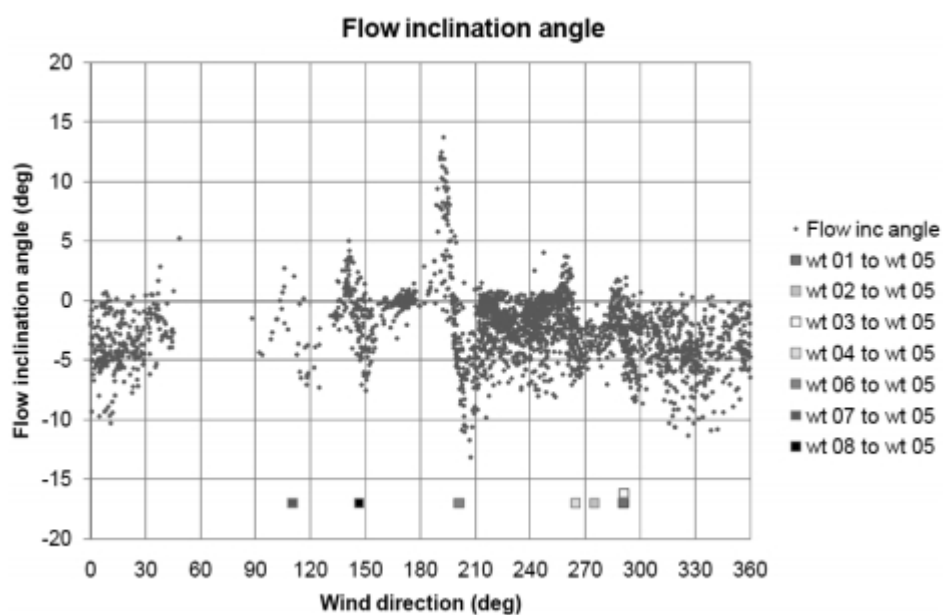


Рисунок 11 – Отклонение направления потока от вертикальной плоскости, проходящей через гондолу и ось мачты, при различных направлениях ветра (при штатной ориентации ротора системой управления)

Для анализа полученной информации с целью вычисления потерь мощности введены следующие допущения:

- мощность турбины зависит от квадрата косинуса угла ориентации;
- потери мощности учитываются только в диапазоне скорости ветра 4-12 м/с, т. к. свыше этого диапазона мощность падает за счёт управления;
- мощность может быть повышена за счёт более точного определения угла рассогласования (или же угла ориентации), что в целом не совсем реалистично, т. к. на практике ошибка угла ориентации может быть $\pm 5\%$, что ведёт к потере мощности максимум на 0,4% (или при усреднении 0,2%).

Анализ зависимости падения мощности от угла рассогласования приводит к падению показателя мощности с 1 до 0,93, что в среднем составляет 0,971, как показано на рисунке 12.

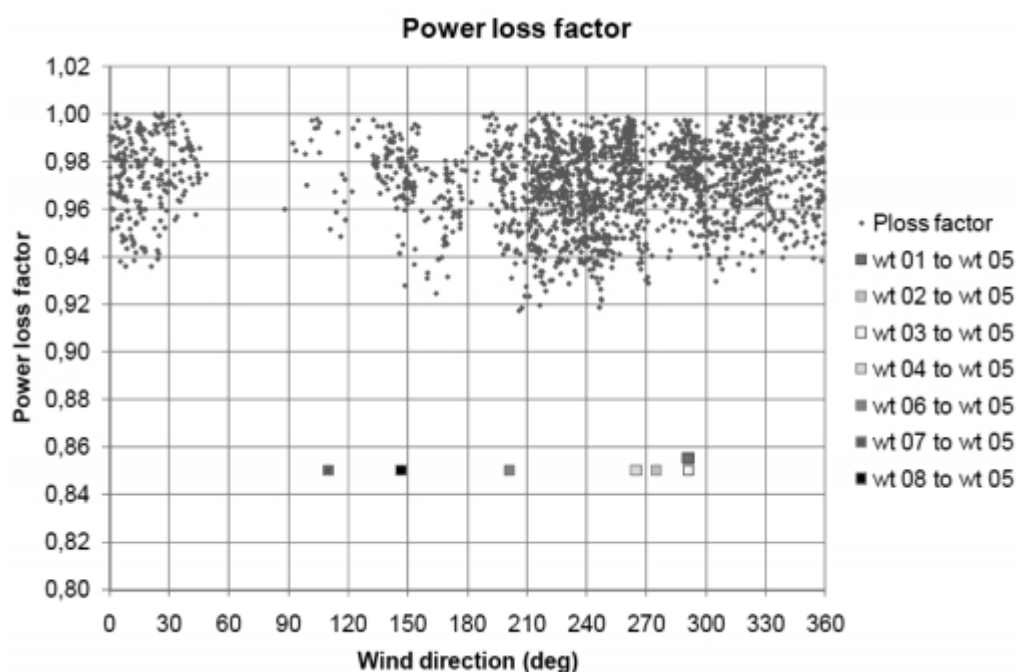


Рисунок 12 – Показатель мощности (power loss factor) в зависимости от направления ветра в диапазоне скорости ветра 4-12 м/с

При проведении данных исследований было отмечено, что ВЭУ, расположенные на пути потока ветра (первый ряд), вырабатывают значительно больше энергии, чем стоящие внутри ветропарка. Безусловно, погрешности регулировки самих измерительных приборов также сказываются на результатах.

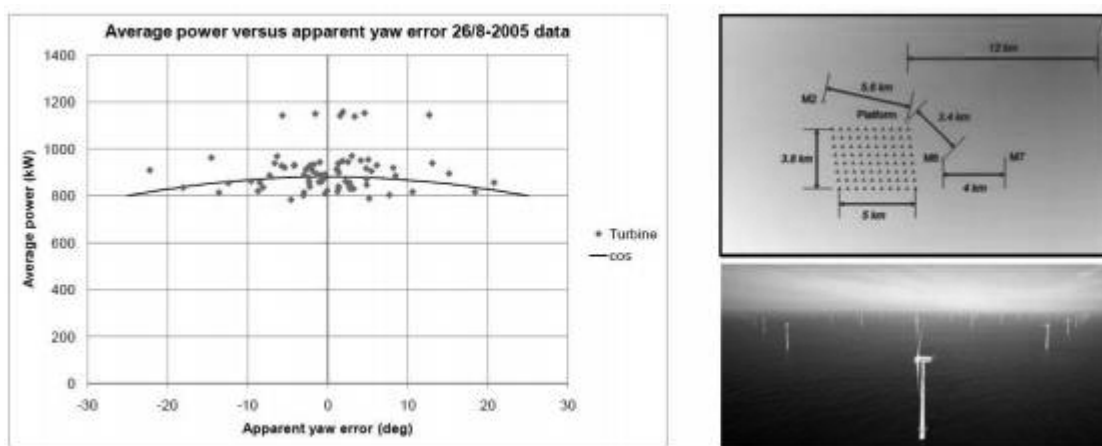


Рисунок 13 – Зависимость дневного падения мощности от угла ориентации

При парковом расположении ветроэнергоустановок возникает эффект воздействия спутной струи от ротора на соседние установки. Этот эффект иллюстрируется на рисунке 14 результатом моделирования потоков в программном пакете FLORIS. В данном случае отклонение потока ветра в виде турбулентного потока и спутных струй от турбины №1, очевидно, вызовет ошибку показаний скорости и направления ветра на турбине №2. Причём в указанном случае ротор турбины №1 не выставлен на ветер (т. е. имеется ошибка угла ориентации ротора), соответственно, данная ошибка добавляется к ошибке угла ориентации ротора турбины №2, и общая выработка мощности турбиной №2 может серьезно снизиться.

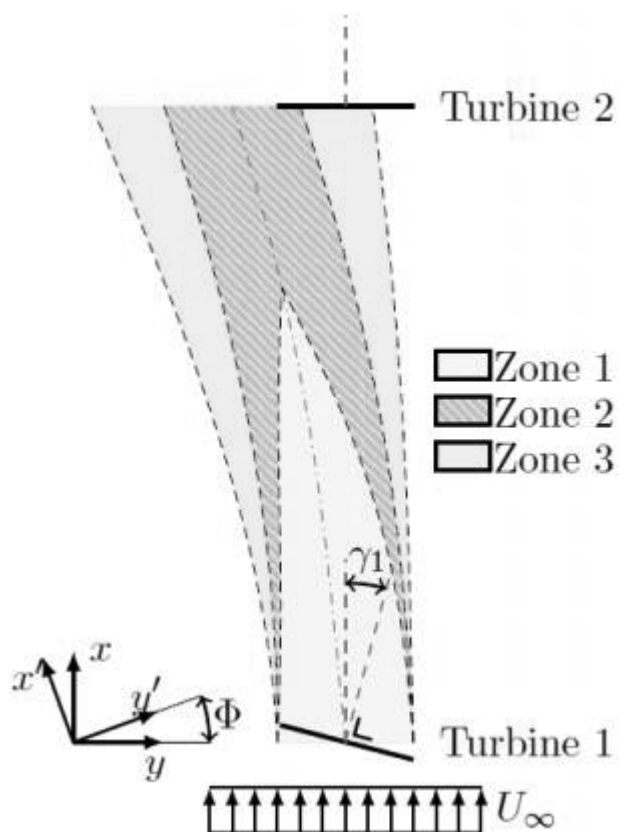


Рисунок 14 – Отклонение спутных струй от ротора турбины №1 и воздействие на ротор турбины №2

Ситуация еще более усугубляется, если провести анализ распределения скоростей ветра на горизонтальной плоскости расположения роторов соседних турбин, как показано на рисунке 15.

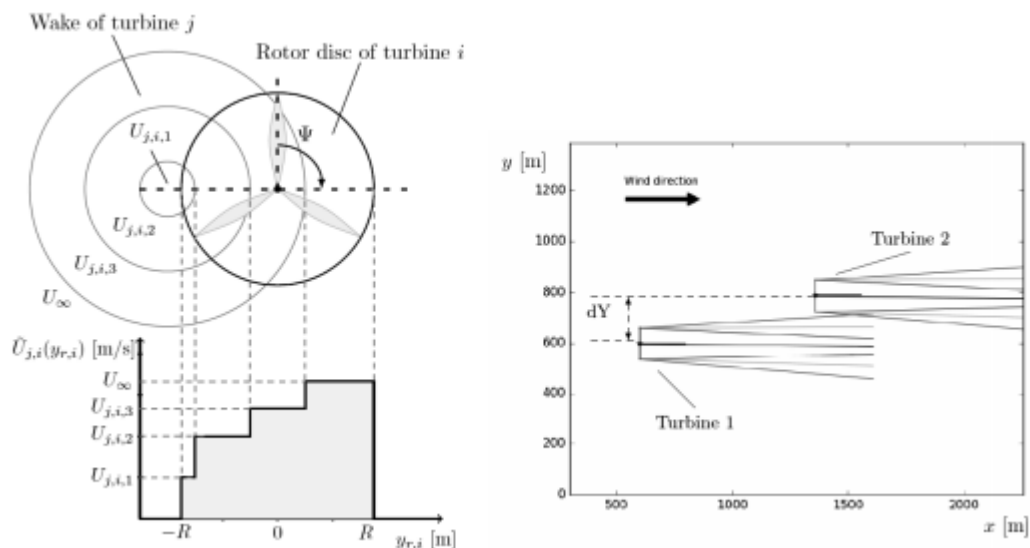


Рисунок 15 – а) Распределение скоростей ветра U_j , I на высоте гондолы для турбины i с радиусом R , перекрываемой частично спутными струями от турбины j ; б) частичное перекрывание турбины 2 спутными струями от турбины 1 (скорость ветра 8 м/с)

Очевидно, что при воздействии спутных потоков одной, впереди стоящей по потоку турбины, на ротор другой турбины, появляется необходимость учёта данного влияния в связи с возникновением дополнительного возмущающего воздействия и, как следствия, появления дополнительного рассогласования угла ориентации.

Результаты и выводы по главе:

1. В большинстве эксплуатируемых систем из-за отсутствия своевременной и точной информации о набегающем потоке и, как следствие, недостаточной скорости отклика и точности управления ориентацией, ротор турбины часто оказывается неверно ориентированным на направление ветра в пределах $\pm 10-20$ градусов.

2. Ошибка ориентации ротора может возникать по целому ряду причин: калибровка анеморумбометра, электромагнитные помехи от аппаратуры и статического электричества, помехи и препятствия перед ротором, распределение

потоков ветра по вертикали и горизонтали, турбулентность, осадки и многое другое.

3. Ошибка ориентации от анеморумбометра, установленного на гондоле, не зависит от скорости (частоты) вращения ротора.

4. При возникновении ошибки ориентации аэродинамические нагрузки на лопасть ГО ВЭУ изменяются, причём данные изменения являются значительными и негативно влияют на поведение и прочность лопастей, вызывая в том числе вибрации и усталостные необратимые изменения.

5. Комплексные статистические данные показали, что доля простоев, вызванных отказами по причине дезориентации, составила 13,3% от общего времени простоя, интенсивность отказов системы рыскания составила 12,5%. Т. о. ошибки в системе ориентации имеют серьезное влияние на эффективность производства электроэнергии.

6. Влияние ошибки ориентации на выходную мощность и коэффициент мощности отличаются в различных режимах, и выработка мощности не однозначно зависит от $\cos^2\varphi$ или $\cos^3\varphi$. Требуется дополнительные исследования.

7. Относительно интенсивное строительство ветропарков в РФ началось только в XXI веке. В составе ветропарка при воздействии спутных потоков одной, впереди стоящей по потоку турбины, на ротор второй турбины появляется необходимость учёта данного влияния в связи с возникновением дополнительного возмущающего воздействия (турбулентности и смещения направления потока) и, как следствия, появления дополнительного рассогласования угла ориентации второй турбины.

8. Установленная мощность мировой ветроиндустрии достигла 600 ГВт с генерацией свыше 1 000 ТВт·ч ежегодно. При стоимости в среднем 5 Р/кВт·ч (или €8/кВт·ч) и при условии повышения выработки электроэнергии хотя бы на 10 процентов экономический эффект от разработки и внедрения метода минимизации ошибки ориентации может составить свыше \$7 млрд. ($900 \text{ ТВт}\cdot\text{ч} \times \$0,08 \times 10\% = \$7,2 \text{ млрд.}$).

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

1.3 Углублённое теоретическое и практическое изучение стратегии управления ориентацией

Метод снижения погрешности ориентации ротора ГО ВЭУ может рассматриваться как один из шагов к полной цифровизации систем управления ВЭУ нового поколения.

1.3.1 Аналитическое описание проблемы и результаты экспериментальных исследований

ГО ВЭУ требуют ориентации ротора по направлению ветра с целью получения наибольшей выработки электроэнергии. Ориентация является либо пассивной (за счёт наличия флюгера, жестко связанного с гондолой), однако для крупных турбин такой подход не приемлем в связи с крупной массой ротора. В связи с этим используется активная ориентация с помощью анемометра, расположенного у большинства турбин на задней части гондолы. Мощность турбины может быть выражена с помощью следующей системы уравнений:

$$P_{\max} = 0,5 \cdot \rho \cdot A_r \cdot C_p \cdot V_p^3; \quad (1)$$

$$V_p = V_0 \cdot \cos \theta_E. \quad (2)$$

Уравнение (1) показывает, что максимальная мощность (P_{\max}), которая может быть захвачена турбиной, зависит от скорости ветра, перпендикулярной плоскости ротора (V_p), с учетом плотности воздуха (ρ), площади ротора (A_r) и коэффициента мощности ВЭУ (C_p). В уравнении (2) перпендикулярная составляющая скорости ветра выражается в терминах скорости ветра свободного потока (V_0) и косинуса угла ошибки рыскания (θ_E) между выставленным направлением турбины и направлением вектора потока ветра. Объединение этих двух уравнений означает, что при наличии ошибки рыскания мощность уменьшается на куб косинуса ошибки рыскания.

Для уточнения косинусоидальной зависимости были проведены полевые испытания с системами LIDAR [35]. Аппаратура LIDAR была установлена на вращающемся роторе для измерения параметров потока ветра перед установкой. Альтернативное измерение скорости и направления ветра осуществлялось с помощью анеморумбометра, установленного на гондоле и дополнительно анеморумбометром, установленным на отдельно стоящей метеорологической мачте (met mast). Результаты обработки эмпирических данных в целом показали, что в любом случае рассогласование ориентации уменьшает мощность ветротурбины, но связь может быть косинусквадратичной. Тем не менее, достоверно не было выяснено, насколько точной была ориентация ротора, как отклоняется набегающий поток от основного направления под воздействием впереди стоящих в ветропарке установок, насколько падает скорость ветра при этом и т. д.

Для подтверждения, улучшил ли LIDAR ориентацию ротора, проведено сравнение между положением ротора к направлению потока ветра. Однако, поскольку направление ветра не известно в явном виде, для определения общей тенденции проведены сравнения с измерениями направления ветра с помощью трёх приборов: LIDAR, анеморумбометра на гондоле и анеморумбометра на метеорологической мачте. На рисунке 16 показано рассогласование ориентации ротора по сравнению с измерениями направления ветра с помощью LIDAR, а также анеморумбометра мет. мачты, как функции частоты вращения ротора турбины.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

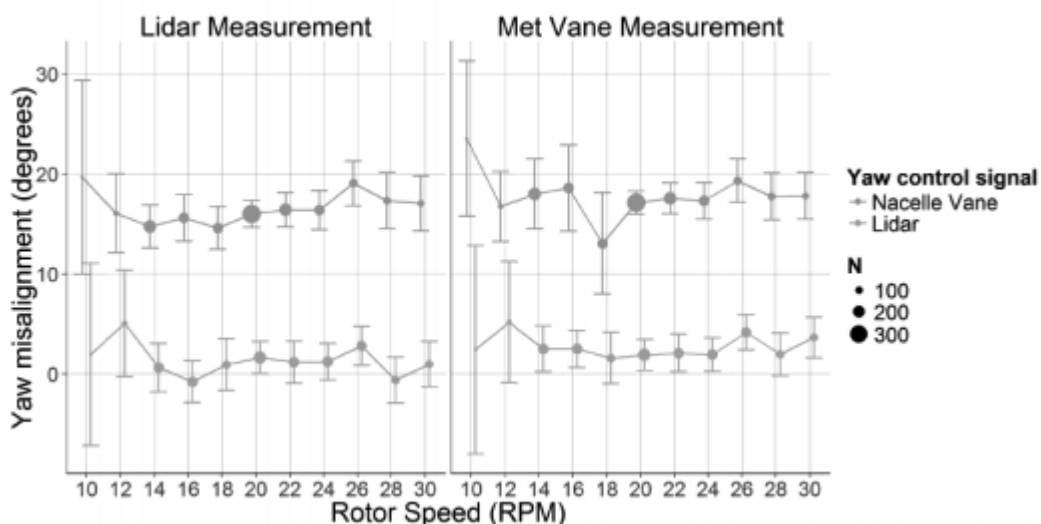


Рисунок 16 – Графики рассогласования ориентации ротора в зависимости от скорости вращения ротора: для контроллера анеморумбометра на гондоле (красный цвет); для контроллера LIDAR (синий цвет).

Левая диаграмма показывает рассогласование ориентации при измерении LIDAR. Правая диаграмма показывает рассогласование ориентации при измерении анеморумбометра на метеорологической мачте. Для контроллера анеморумбометра на гондоле функция коррекции смещения ориентации не применялась (если бы была применена функция коррекции ориентации, то отклонение показаний было бы ниже).

На графиках видна ошибка ориентации при использовании анеморумбометра на гондоле почти во всех случаях около 20° , в то время как LIDAR работает с ошибкой, близкой к нулю. Причём ошибка ориентации от анеморумбометра на гондоле не зависит от скорости вращения ротора. Такой результат противоречит многим другим экспериментам [36]. Анализ эффективности измерений LIDAR с регистрацией выходной мощности ВЭУ демонстрирует рисунок 17.

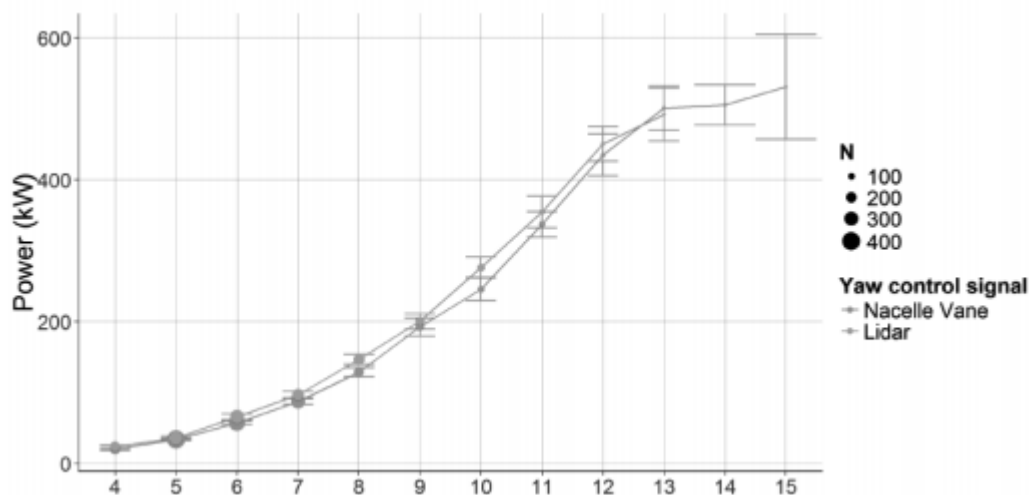


Рисунок 17 – График мощности ВЭУ для различных скоростей ветра: при ориентации с помощью контроллера анеморумбометра на гондоле (красный); при ориентации с помощью контроллера LIDAR (синий).

Видно, что в случае измерений LIDAR ориентация на доминальных скоростях ветра лучше и, соответственно, мощность ВЭУ выше. На более высоких скоростях ветра ситуация неопределённая из-за меньшего количества данных измерений.

Показания анеморумбометра на гондоле отличаются сильным шумом. На рисунке 18 приведён пример, когда после состояния останова контроллер включает ВЭУ и ротор начинает движение. На 1 500 с начинается шум от анеморумбометра, подлежащий обработке и фильтрации, однако очевидно, что ошибки будут появляться регулярно.

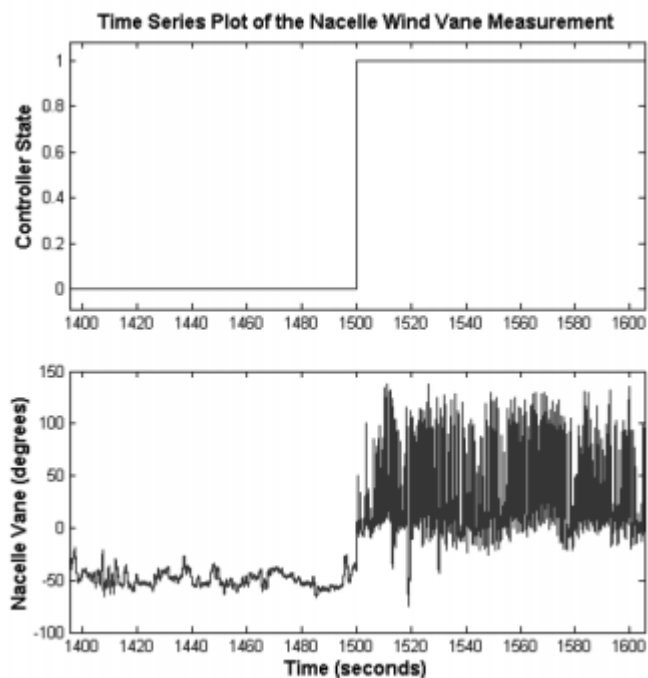


Рисунок 18 – Пример перехода ротора из состояния стоянки в состояние вращения

Показания анеморумбометра на гондоле представляют собой значительные колебания с диапазоном в более чем 180° .

Ошибки измерений с помощью LIDAR и румба-анемометра на мет. мачте представлены на рисунке 19.

Ошибка ориентации при вращении ротора значительно больше. Из графиков непонятно, почему на отдельно стоящей мет. мачте измерения отличаются при вращении ротора.

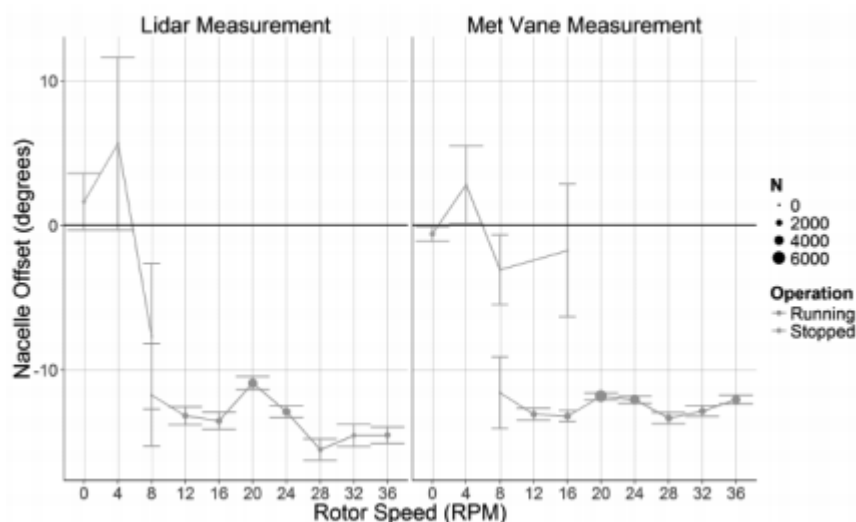


Рисунок 19 – Ошибки измерений с помощью LIDAR и анеморумбометра на мет. мачте: ротор остановлен (синий цвет); ротор вращается (красный цвет).

1.3.2 Обзор существующих конструкций ГО ВЭУ и обоснование выбора конкретной конструкции для изучения

Обзор существующих конструкций ГО ВЭУ целесообразно осуществить с учётом флуктуаций рынка и превалирования конкретных конструкций на рынке.

Общая мощность всех ВЭУ, установленных по всему миру, к концу 2018 года достигла 600 ГВт, согласно статистике Мировой Ассоциации Ветроиндустрии (World Wind Energy Association) [37]. Из них 53 900 МВт было установлено в 2018 году. Общая мощность установленных турбин может покрыть около 6% мирового спроса на электроэнергию.

2018 год в основном характеризовался новой динамикой: в то время как европейские ветровые рынки находились на спаде, большинство европейских государств демонстрировали слабое развитие, включая Германию, Испанию, Францию и Италию. В то же время в таких странах, как Китай, Индия, Бразилия, на многих других азиатских рынках, а также в некоторых африканских странах наблюдается устойчивый или даже более сильный рост.

На сегодняшний день крупнейший рынок ветроэнергетики Китай установил дополнительную мощность 25,9 ГВт и стал первой страной с установленной

мощностью ветроэнергетики более 200 ГВт, продолжая занимать бесспорную позицию мирового лидера ветроэнергетики с суммарной мощностью ветра 221 ГВт.

Второй по величине рынок США увеличил новые мощности. Это развитие, безусловно, является результатом не только экономики ветроэнергетики, но и мощной и всесторонней поддержки на государственном и муниципальном уровне. Вскоре США станут второй страной после Китая, достигнув установленной мощности более 100 ГВт.

Ведущие рынки: США (7,6 ГВт добавлено, 96 ГВт в целом), Германия (3,1 ГВт добавлено, 59 ГВт в целом), Индия (2,1 ГВт добавлено, 35 ГВт в целом), Великобритания (2,9 ГВт добавлено, 20,7 ГВт в целом), Бразилия (1,7 ГВт добавлено, 14,5 ГВт в целом) и Франции (1,5 ГВт добавлено, 15,3 ГВт в целом).

По словам Генерального секретаря WWEA Stefan Gsänger, глобальная трансформация энергетической системы в сторону возобновляемых источников энергии находится в ускоренном развитии, и ветроэнергетика является основной силой, став одним из основных столпов энергоснабжения во всём мире. Некоторые страны добиваются весьма значительного прогресса в ускорении темпов развертывания ветроэнергетики. Такое ускорение необходимо не только для достижения целей Парижского соглашения об изменении климата и целей в области устойчивого развития, но и для того, чтобы каждая страна могла в полной мере воспользоваться социально-экономическими преимуществами возобновляемых источников энергии.

Таким образом, актуальность темы исследования не вызывает сомнения и любые улучшения должны позитивно повлиять на развитие предметной отрасли. Для понимания задач исследования необходимо выяснить, на какую модель ориентироваться при выборе конструкции ГО ВЭУ, являющейся базовой для проведения исследований.

За основу анализа итогов работы ведущих компаний-производителей взят материал FTI Consulting [38] по рейтингу OEM (Original Equipment Manufacturer).

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>40</i>

Рассмотрено всего 10 OEM изготовителей ГО ВЭУ, обеспечивших более 40 ГВт новых ветроэнергетических мощностей в 2018 году [39]. Их вклад в мировую индустрию составляет 76% мирового рынка (≈ 456 ГВт из 600 ГВт мировой установленной мощности) с количеством свыше 20 000 турбин.

Компания Vestas [40] имеет в составе оффшорное совместное предприятие МНН Vestas (Mitsubishi Heavy Industries – Vestas), установившее больше новых мощностей, чем любая другая компания в течение 2018 года. Оно имеет самую большую совокупную долю на рынке и активно работает на самом высокоразвитом мировом рынке. При детальном изучении было выяснено, что Vestas использует тот же тип масштабируемых лопастей V66 RCC типа В.32 [41], который традиционно использовался компанией Siemens и получен из профиля В.52 масштабированием с небольшими изменениями в кромках лопастей [42]. С учётом предположения о том, что основной вклад в отклонение потока от плоскости симметрии гондолы вносят компоненты лопасти, за основу исследования можно принять профиль В.52 разработки Siemens.

Китайский Goldwind произвёл больше турбин, чем Vestas, но средняя мощность его машин составляет 1,8 МВт против 2,5 МВт турбин Vestas. С учётом того, что на рынке начинает преобладать тренд увеличения единичной мощности ГО ВЭУ к 3,0 МВт, разработчиками которых является Siemens, основой исследования также является профиль В.52 именно этой компании.

Siemens и Gamesa можно рассматривать как одну компанию после их слияния в начале 2017 года. Причем в продукции Gamesa также используется модернизированный профиль лопасти В.52 разработки Siemens.

Портфель турбин выглядит достаточно беспорядочно. Gamesa предлагает платформу 2 МВт с диаметром ротора от 80 до 114 метров; семейство 2,5 МВт с диаметром ротора 106-126 м; и 3,3 МВт машину с диаметром ротора 132 м. Редукторная машина Siemens на платформе 2,3-2,625 МВт имеет ротор 101-120 м. Безредукторное семейство Siemens турбин для наземного базирования составляет 3,2-4,3 МВт с диаметром ротора 101, 108, 113, 120, 130 и 142 метра. Ситуация более

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

ясна на шельфах, где турбины с прямым приводом SWT-154, представленные, как модель мощностью 6 МВт, теперь усовершенствована до 8 МВт и имеет конкурента только в лице турбины MHI Vestas V164 в секторе 7 МВт-плюс. Эти две турбины, как полагают, будут доминировать на оффшорном рынке Европы в течение следующего десятилетия и имеют хорошие возможности для использования на зарождающемся оффшорном секторе США.

General Electric GE разместила заказ более 200 МВт для двух проектов в Китае и, кроме этого, намеревается совместно с Mainstream Renewable Power установить 800 МВт во Вьетнаме, 153 МВт в Пакистане и осуществить сделку 453 МВт в Австралии. Крупный заказ 800 ветрогенераторов мощностью 2,5 МВт для разработанного компанией Invenegy проекта мощностью 2 ГВт Wind Catcher стартовал в Оклахоме, заказ по замене менее мощных ветроустановок насчитывает около 500 МВт с PacificCorp в Айдахо. В оффшорных водах внедрена турбина на 6 МВт Haliade, приобретенная с Alstom (проект Deepwater Wind 30 МВт, участок Block Island). Все перечисленные турбины имеют модифицированный профиль лопасти В.52 разработки Siemens.

Enercon присутствует на 26 рынках. Самой популярной турбиной является E115 2,4 МВт. Профиль лопасти несколько отличается от В.52, однако в комле конструкция аналогична. Новый модульный дизайн EP3 3,5 МВт имеет несколько отличающийся профиль, однако опять же в комле имея схожие формы.

Остальные фирмы-производители (Envision Energy, Китай; Suzlon, Индия и ряд других производителей) также используют профиль, аналогичный В.52.

Таким образом, на основе изученных материалов в области ветроиндустрии и конструкций ветроэнергоустановок сделано заключение о целесообразности выбора в качестве предмета исследований ГО ВЭУ производства Siemens: SWT-3.6-120 с профилем лопасти В.52 (NACA63.xxx, FFAxxx) [42].

1.3.3 Обоснование исследовательского подхода

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

Исследование направлено на изучение природы возникновения рассогласования угла ориентации ГО ВЭУ, а также на последующую разработку алгоритмов по устранению ошибки и создание дополнительного программного обеспечения для системы управления ориентацией ротора ГО ВЭУ, состоящей из двух контуров управления (рисунок 20). Внутренний контур участвует в управлении положением привода двигателя ориентации гондолы и с помощью метода векторного управления регулирует угол поворота γ гондолы. Опорное положение угла ориентации γ^* определяется внешним контуром управления с помощью нового предложенного алгоритма управления ориентацией ротора.

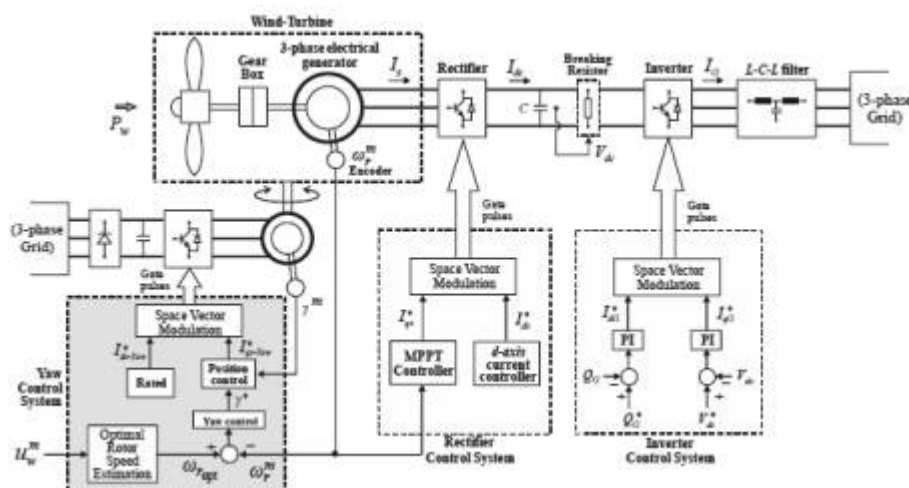


Рисунок 20 – Структура ветроэнергетической установки с системой ориентации

При появлении угла рассогласования γ , очевидно, уменьшается и эффективная ометаемая площадь ротора [43]. Вследствие этого аэродинамический коэффициент мощности C_p (коэффициент использования энергии ветра КИЭВ) снижается на h -степень косинуса угла ориентации

$$C_p(\lambda, \beta, \gamma) = C_p(\lambda, \beta) \cdot \cos^h \gamma, \quad (3)$$

где λ, β – другие параметры ротора (оптимальная быстроходность и установочный угол лопастей).

Следовательно, снижается и развиваемая электрическая мощность. Кроме того, ошибка ориентации приводит к дальнейшему падению вырабатываемой

энергии из-за некорректного управления на основе алгоритма МРРТ (Maximum Power Point Tracking или отслеживания максимальной точки мощности).

Например, при заданной скорости ветра u_1 система управления ВЭУ работает в некоторой точке А на поле «выходная мощность – угловая скорость вращения ротора» (рисунок 21). При возникновении угла рассогласования γ_{er} , который является разницей между направлениями потока ветра и оси ротора, кривая мощности падает согласно формуле (5) и рабочая точка перемещается в другую, точку В более низкой мощности. Однако в связи с некорректными показателями возникает ошибка МРРТ управления (согласно алгоритму МРРТ меньшей мощности будет соответствовать меньшая скорость вращения), и точка равновесия (оптимума отбора мощности) дополнительно смещается, соответственно перемещаясь ещё ниже в точку С, которая соответствует кривой мощности на более низкой скорости ветра u_2 . Вследствие этого выходная мощность значительно падает. Таким образом, снижение мощности происходит как за счёт ошибки ориентации, так и за счёт последующей ошибки МРРТ управления.

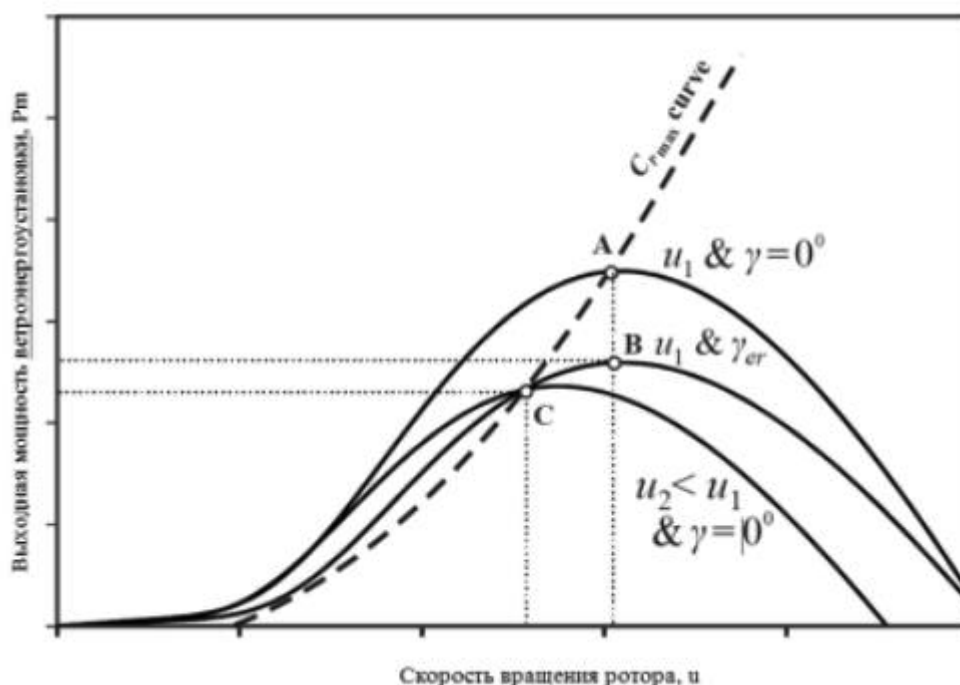


Рисунок 21 – Эффект влияния ориентации на МРРТ управление

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР

Лист

44

При МРРТ регулировании мощность на валу выставленного на ветер равномерно вращающегося ротора (точка А) описывается уравнением оптимальной мощности P_{WTopt} :

$$P_{WTopt} = G_W \cdot \omega_{ropt}^3, \quad (4)$$

где ω_{ropt} – оптимальная скорость вращения ротора согласно МРРТ-алгоритму, рад/с;
 G_W – механический (аэродинамический) момент на валу ротора, Н/м.

При возникновении угла рассогласования γ согласно формуле (3) мощность вала $P_{WT\gamma}$ уменьшается до

$$P_{WT\gamma} = P_{WTopt} \cdot \cos \gamma^h. \quad (5)$$

Учитывая (3) и (5), можно сделать вывод о том, что ошибка между рассогласованной $\omega_{r\gamma}$ и оптимальной ω_{ropt} скоростями вращения ротора даёт информацию об угле рассогласования, поскольку

$$\cos \gamma = \left(1 - \frac{\Delta\omega_r}{\omega_{ropt}} \right)^{\frac{3}{h}}, \quad (6)$$

где $\Delta\omega = \omega_{ropt} - \omega_{r\gamma}$ – погрешность (ошибка) скорости вращения ротора.

Таким образом, ротор можно сориентировать по направлению ветра при условии, если имеется доступ к управлению положением вала электродвигателя привода регулирования угла ориентации гондолы ГО ВЭУ, т.е. минимизировать ошибку скорости вращения ротора ω_r . Однако для исключения влияния флуктуаций коэффициента использования энергии ветра (коэффициента мощности) C_p согласно формуле (3) из-за рассогласования угла ориентации, необходимо введение дополнительного пропорционально-интегрального (ПИ) регулятора, контролирующего величину рассогласования угла ориентации (и, соответственно, угол поворота вала двигателя привода ориентации), для устранения погрешности скорости вращения $\Delta\omega_r$. Поскольку величина ошибки $\Delta\omega_r$ не даёт информации о знаке самой ошибки (т.е. о направлении рассогласования угла γ ориентации), направление движения вала двигателя привода ориентации определяется разницей приращения $\Delta\omega_r(z)$ в текущем шаге (итерации) регулирования и предыдущем шаге (итерации) $\Delta\omega_r(z^{-1})$.

Необходимо отметить, что в отличие от получения гарантированных ошибок при измерении направления потока ветра анеморумбометром, расположенным на задней части гондолы, замеры скорости ветра на практике не имеют погрешностей и могут успешно использоваться в реализации МРРТ-алгоритма регулирования (отбора) мощности [44], [45]. Кроме этого, все дивергенции измерений усреднённой мгновенной скорости ветра, вызванные неравномерностью скоростей токов (потоков) ветра через ометаемую площадь ротора (особенно для крупной ВЭУ с большим диаметром и со значительной разницей в вертикальной составляющей потока ветра) также могут быть вычислены с помощью математической модели, реализующей аэродинамическое моделирование и использовать эти данные при выполнении МРРТ-алгоритма.

Блок-схема системы управления ориентацией приведена на рисунке 22.

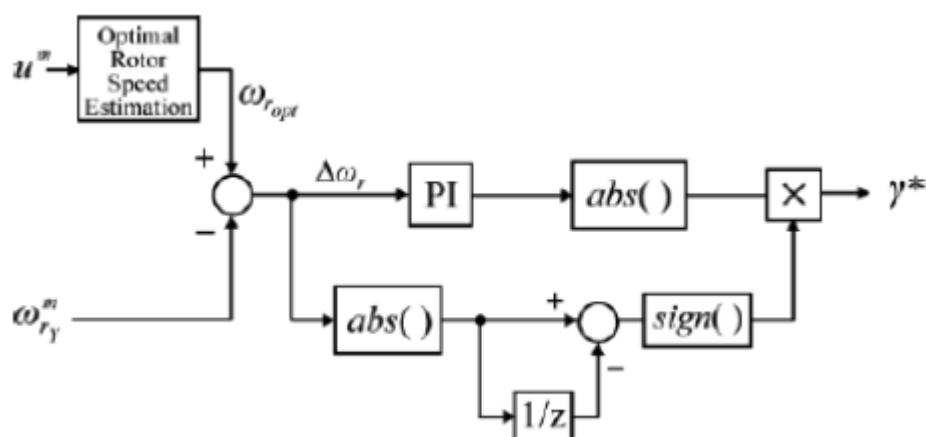


Рисунок 22 – Блок-схема системы управления ориентацией

Структура комбинированной системы МРРТ-управления и системы управления ориентацией показана на рисунке 23.

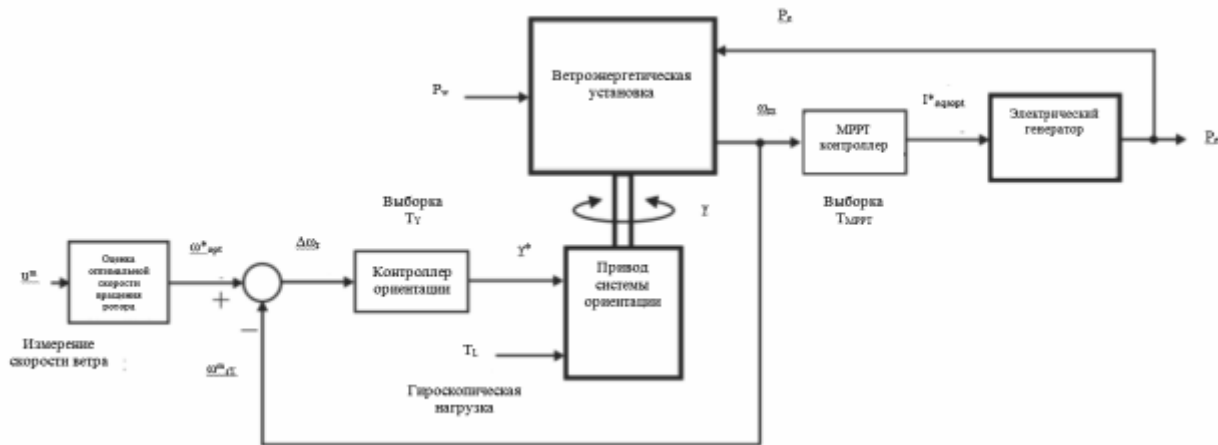


Рисунок 23 – Комбинированный метод МРРТ-регулирования и управления ориентацией (литера «m» означает «измеренный» или «measured»)

Параметры пропорционального и интегрального регулятора (PI) системы ориентации вычисляются и настраиваются с помощью правил управления нечёткой логикой, по аналогии с [46] в части использования математического принципа нечёткой логики в МРРТ-управлении. Временные задержки в ориентации и гистерезис управления остаются в целом без изменения, поскольку получены на основе опыта эксплуатации и технических характеристик ВЭУ.

1.3.4 Моделирование системы ориентации ветроэнергетической установки

Для трехлопастной ГО ВЭУ аэродинамический момент складывается из 3Р (3 – число лопастей, Р – угловая частота вращения ротора). Скорость потока ветра v_{eq} , проходящего через плоскость ротора, складывается из трех компонент: скорость потока на высоте гондолы v_{eq0} , компонента сдвига потока v_{eqws} и замедление потока за счёт затенения башни v_{eqts} [47]:

$$v_{eq} = v_{eq0} + v_{eqws} + v_{eqts}, \quad (7)$$

$$v_{eq0} = V_H, \quad (8)$$

$$v_{eqws} = V_H \left[\frac{\alpha(\alpha - 1)}{8} \left(\frac{R}{H}\right)^2 + \frac{\alpha(\alpha - 1)(\alpha - 2)}{60} \left(\frac{R}{H}\right)^3 \cos 3\beta \right], \quad (9)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР

Лист

47

$$v_{eqts} = \frac{M \cdot V_H}{3R^2} \sum_1^3 \left[\frac{\alpha^2}{\sin^2 \beta_b} \ln \left(\frac{R^2 \cdot \sin^2 \beta_b}{x^2} + 1 \right) - \frac{2a^2 \cdot R^2}{R^2 \cdot \sin^2 \beta_b + x^2} \right], \quad (10)$$

$$\beta_1 = \beta, \quad \beta_2 = \beta + \frac{2\pi}{3}, \quad \beta_3 = \beta + \frac{4\pi}{3}, \quad (11)$$

$$V_0 = \left[1 + \frac{\alpha(\alpha - 1)R^2}{8H^2} \right] V_H = M \cdot V_H. \quad (12)$$

где V_H – скорость ветра на высоте центра гондолы, м/с;

α – показатель сдвига ветра, его эмпирическое значение зависит от шероховатости поверхности (значения от 0,1 до 0,4);

H – высота центра гондолы, м;

β – угол лопасти по азимуту, варьируется в пределах 0-360°;

β_b – угол азимута лопасти, изменяется в пределах 0-360°;

x – расстояние от средней линии башни до лопасти, м (как показано на рисунке 24);

V_0 – средняя скорость ветра, м/с;

M – коэффициент преобразования скорости ветра.

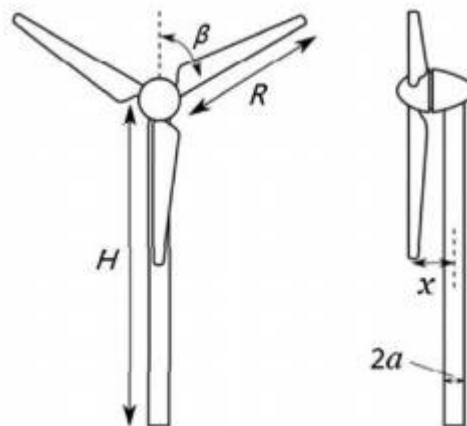


Рисунок 24 – Геометрические параметры ВЭУ

Тогда упрощённая аэродинамическая модель ВЭУ на основе аэродинамической мощности и момента может быть представлена так:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_{eq}^3 \cdot C_p(\theta, \lambda), \quad (13)$$

$$T_w = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_{eq}^2 \frac{C_p(\theta, \lambda)}{\lambda}, \quad (14)$$

$$\lambda = \frac{\omega_r \cdot R}{v_{eq}}. \quad (15)$$

Связь между P_w и T_w выглядит следующим образом:

$$P_w = T_w \cdot \omega_r, \quad (16)$$

где P_w – выходная мощность ВЭУ, Вт;

T_w – аэродинамический момент ротора, Н·м;

ρ – плотность воздуха, кг/м³;

R – радиус ротора, м;

θ – угол поворота лопастей, град;

λ – быстроходность;

$C_p(\theta, \lambda)$ – коэффициент мощности (коэффициент использования энергии ветра КИЭВ) ротора;

ω_r – угловая скорость ротора, рад/с.

Датчик ветра, установленный на верхнюю часть гондолы ГО ВЭУ, состоит из 2 частей, анемометра и флюгера. Анемометр используется для измерения скорости ветра и посылает в реальном масштабе времени сигналы на систему управления для регулирования мощности. Флюгер используется для измерения направления ветра с целью обработки данных системой управления ориентацией и принятия решения о регулировании угла ориентации. Все современные системы ориентации обладают определённой инерцией сохранения текущего состояния в определённом диапазоне в течение определённого периода для усреднения изменений направления потока ветра.

При изменении направления ветра или задержке регулирования ориентацией начинает формироваться угол между направлением ветра и осью ротора. Этот угол называется ошибкой (рассогласованием) угла ориентации и демонстрируется на рисунке 25.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

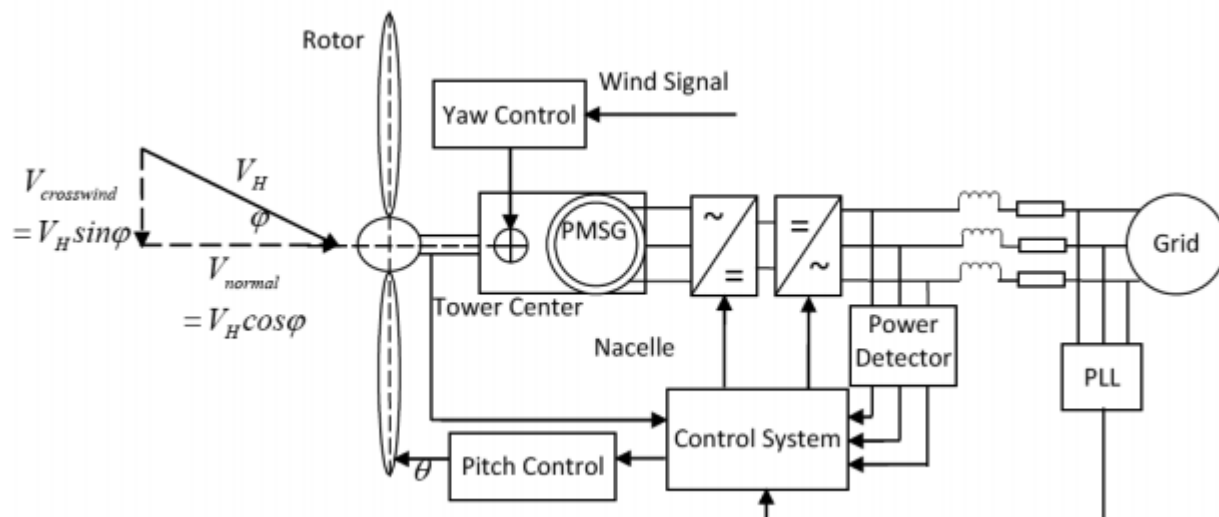


Рисунок 25 – Модель ВЭУ на основе синхронного генератора на постоянных магнитах

Поскольку природа ветра является случайной и отличается быстрыми и частыми изменениями скорости и направления, ветроустановка, как правило, работает с ошибкой ориентации. При моделировании направление ветра можно разложить на две составляющие:

$$V_{\text{normal}} = V_H \cdot \cos \varphi, \quad (17)$$

$$V_{\text{crosswind}} = V_H \cdot \sin \varphi, \quad (18)$$

где V_{normal} – составляющая в противоположном направлении оси ротора, показывает, что ротор работает нормально, м/с;

$V_{\text{crosswind}}$ – боковая составляющая, представляющая перекрёстный ветер, не имеющий влияния на нормальную работу ротора, но вызывающий боковые нагрузки, м/с.

Изменение скорости ветра и/или внезапное изменение направления ветра изменяют обе составляющих, вызывая ветровые нагрузки и изменяя выходную мощность ВЭУ. При несоответствии табличной выходной мощности определённой

скорости ветра система управления начинает регулировать крутящий момент генератора, нагружая или ослабляя его за счёт увеличения и снижения нагрузки. Однако аэродинамический момент в это время также может изменяться, что может привести к полному временному рассогласованию всей системы.

Аэродинамический момент ротора можно выразить следующим образом:

$$T_t(\beta, \varphi) = T_0 \left[1 + 2 \frac{1 - m}{m} + \frac{2}{v_0} (v_{eqts} + v_{eqws}) \right] \cos^2 \varphi, \quad (19)$$

$$T_0 = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^3 \cdot V_H^2 \frac{C_{p,max}}{\lambda_{opt}}, \quad (20)$$

$$T_c = \left[1 + 2 \frac{1 - M}{M} + \frac{2}{M \cdot V_H} (v_{eqts} + v_{eqws}) \right] \cos^2 \varphi. \quad (21)$$

Уравнение (19) показывает, что аэродинамический момент ротора является функцией азимутального угла лопасти β и угла ошибки рыскания φ . Угол β претерпевает периодические изменения по мере того как ротор вращается в потоке ветра и может быть приведён к аэродинамическому моменту ротора, который также периодически меняется со временем. Идеальный крутящий момент T_0 привязан к средней скорости ветра без рассмотрения сдвига потока ветра, тени башни и ошибки ориентации, а T_c – это полный аэродинамический коэффициент крутящего момента. Влияние сдвига (изменения направления) потока ветра и аэродинамической тени башни на коэффициент аэродинамического момента показаны на рисунке 26, где явно присутствует пульсация $3P$ в аэродинамическом вращающемся моменте.

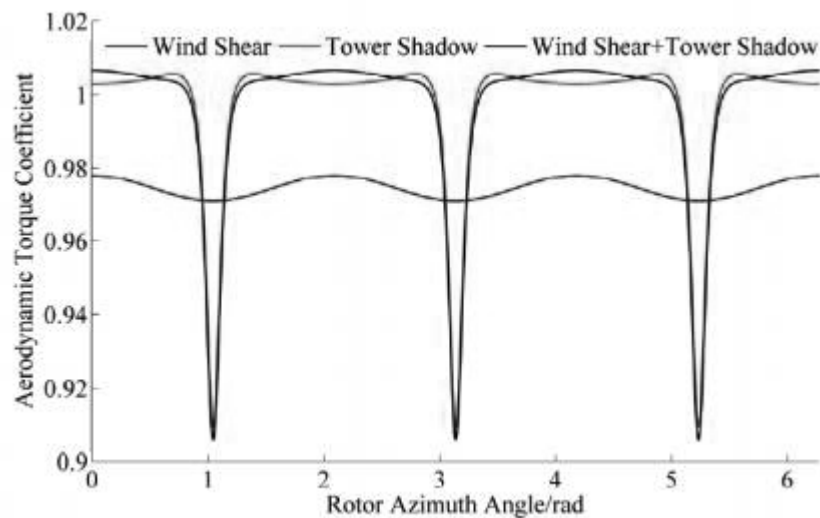


Рисунок 26 – Влияние сдвига ветра и аэродинамической тени башни на коэффициент аэродинамического момента

Влияние сдвига ветра на пульсацию крутящего момента составляет 0,7%, тень башни превышает 9%, а суммарный эффект составляет около 10%.

Отсюда можно показать влияние ошибки ориентации на суммарный коэффициент аэродинамического момента, как показано на рисунке 27.

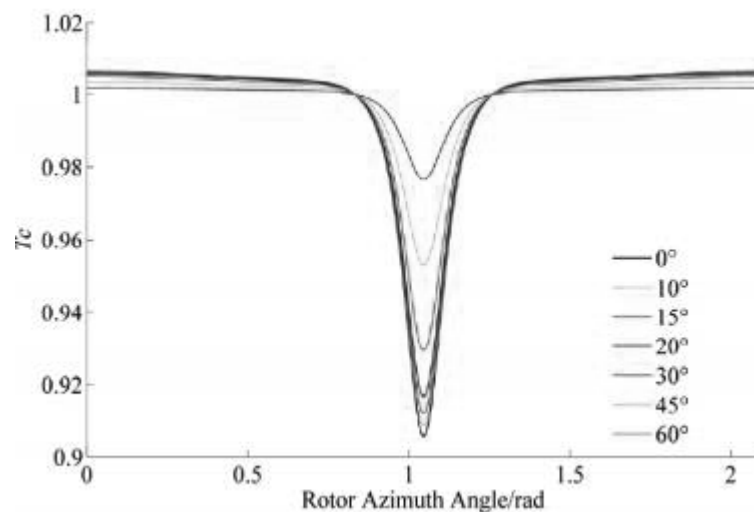


Рисунок 27 – Изменение T_c в связи с ошибкой ориентации ротора

В таблице 2 представлены колебания суммарного аэродинамического момента.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР

Лист

52

Таблица 2 – Изменение T_c в связи с ошибкой ориентации ротора

Yaw Error	Blade not in the Tower Shadow Zone	Blade in the Tower Shadow Zone
0°	0.0065	-0.0960
10°	0.0062	-0.0938
15°	0.0060	-0.0892
20°	0.0056	-0.0845
30°	0.0049	-0.0718
45°	0.0031	-0.0479
60°	0.0015	-0.0240

Из таблицы становится очевидно, что пульсация суммарного аэродинамического коэффициента крутящего момента зависит от азимутального угла ротора. Когда лопасть не находится в теневой зоне башни, пульсация полного аэродинамического коэффициента крутящего момента из-за ошибки рыскания очень мала. Кроме того, видно, что ошибка ориентации отрицательно влияет на коэффициент крутящего момента. Когда лопасть находится в теневой зоне башни, ошибка ориентации положительно влияет на коэффициент крутящего момента, который увеличивается по мере увеличения ошибки ориентации, причем сглаживая пульсации коэффициента крутящего момента.

Как показано в уравнении (19), при ошибке рыскания 10° пульсация крутящего момента составляет 3%. Когда ошибка рыскания 15°, пульсация вращающего момента 6,7%, что несколько меньше, чем влияние тени башни на пульсации момента. Все полученные данные лежат в пределах допустимого диапазона нормальной работы ВЭУ. Однако, когда ошибка ориентации становится больше (например, 30°, 45° или 60°), потеря крутящего момента становится значительной, и потери превышают 25%, что является недопустимой величиной.

На рисунке 28 показано, что режимы работы ВЭУ могут быть разбиты на 4 участка – I старт (cut-in) с постоянной скоростью вращения ротора, II возрастание скорости вращения с ростом скорости ветра, III постоянная скорость вращения ротора на умеренной скорости ветра и IV постоянная скорость вращения ротора на повышенной скорости ветра. Поскольку режим I является узким диапазоном и ВЭУ

вырабатывает малое количество энергии, к тому же быстро проходя его, данный режим можно не рассматривать.

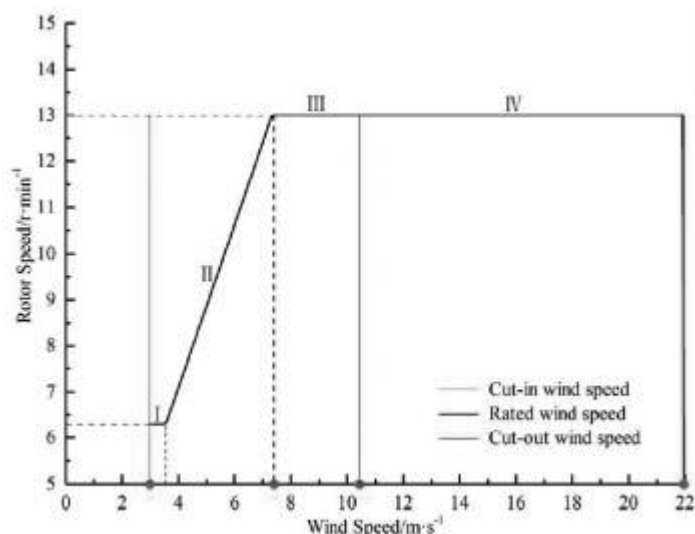


Рисунок 28 – Управление скоростью вращения ротора

По аналогии с крутящим моментом ротора скорость вращения ротора можно выразить следующим образом:

$$\omega_t(\beta, \varphi) = \omega_0 \frac{1}{M} \left[1 + \frac{1}{V_H} (v_{eqts} + v_{eqws}) \right] \cos \varphi = \omega_0 \cdot S_c, \quad (22)$$

$$\omega_0 = \frac{\lambda_{opt} \cdot V_H}{R}, \quad (23)$$

$$S_c = \frac{1}{M} \left[1 + \frac{1}{V_H} (v_{eqts} + v_{eqws}) \right] \cos \varphi. \quad (24)$$

Уравнение (22) показывает, что скорость вращения ротора $\omega_t(\beta, \varphi)$ является функцией угла азимута лопасти β и ошибки угла ориентации φ . Идеальный постоянный крутящий момент соответствует скорости ω_0 . S_c – коэффициент скорости ротора. На различных режимах можно проследить влияние погрешности ориентации на скорость вращения ротора при различных скоростях ветра по рисунку 29 и таблице 3.

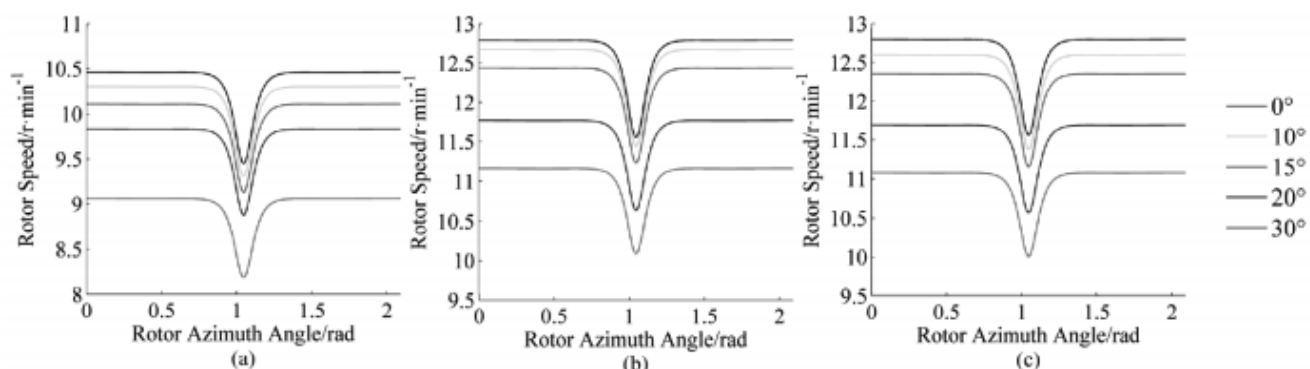


Рисунок 29 – Влияние ошибки ориентации на скорость вращения ротора в режимах: а) Режим II, $V_H = 7$ м/с; б) Режим III, $V_H = 10$ м/с; (с) Режим IV, $V_H = 15$ м/с

Таблица 3 – Колебания скорости вращения ротора

Yaw	$V_H = 7$ m/s		$V_H = 10$ m/s		$V_H = 15$ m/s	
	Rotor Speed	Speed Loss	Rotor Speed	Speed Loss	Rotor Speed	Speed Loss
0°	10.45	0	12.80	0	12.80	0
10°	10.30	1.44%	12.70	0.78%	12.60	1.56%
15°	10.10	3.35%	12.45	2.73%	12.35	3.52%
20°	9.80	6.22%	11.80	7.81%	11.70	8.60%
30°	9.10	12.92%	11.20	12.50%	11.10	13.30%

В режиме II скорость ветра ниже номинальной 7,4 м/с и скорость вращения ротора также дономинальная. В этом режиме быстроходность остаётся на оптимальном уровне. Как показано на рисунке 29а, скорость ветра $V_H = 7$ м/с, когда ошибка ориентации составляет 10°, потеря скорости ротора составляет 1,44%, когда ошибка рыскания 15°, потеря скорости ротора 3,35%, и когда ошибка рыскания 30°, потеря скорости ротора 12,92%.

В режиме III скорость ветра находится между 7,4 м/с и 10,5 м/с (скоростью стопорения или буревой скоростью). Скорость ротора достигла номинальной, но мощность ВЭУ не достигает номинальной мощности. Если поддерживать скорость вращения ротора постоянной, быстроходность уменьшается по мере роста скорости ветра. Как показано на рисунке 29б, скорость ветра $V_H = 10$ м/с, при ошибке ориентации 10° потеря скорости вращения ротора 0,78%, при ошибке 15° – 2,73%, при ошибке 30° – 12,50%.

В режиме IV скорость ветра превышает буревую 10,5 м/с, скорость вращения ротора достигала проектной скорости и выработка мощности достигла номинала. Как показано на рисунке 29с, для скорости ветра $V_H = 15$ м/с, при ошибке ориентации 10° потеря скорости вращения ротора составляет 1,56%, при ошибке 15° – 3,52%, при ошибке 30° – 13,30%.

Сравнивая результаты моделирования, представленные на рисунке 29, можно сделать вывод, что ошибка ориентации имеет небольшое влияние на пульсации скорости ротора, но может сглаживать колебания крутящего момента. Кроме того, влияние ошибки ориентации на скорость ротора различно для разных режимов. Этот эффект наиболее заметен в режиме IV, когда после него следует этап II. Наиболее уязвимым является режим III. Сравнивая результаты исследований, можно заключить, что амплитуда пульсации скорости, вызванных изменением направления ветра и затенением башней, изменение скорости ротора из-за ошибки рыскания в пределах 15° очень мало (не более 1/3), а изменение, вызванное ошибкой рыскания 20° или больше соответствует варианту с изменением скорости (сдвигом) ветра и тени башни.

На рисунке 30 показано влияние погрешности рыскания на коэффициент скорости ротора S_c , полученный в результате моделирования.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

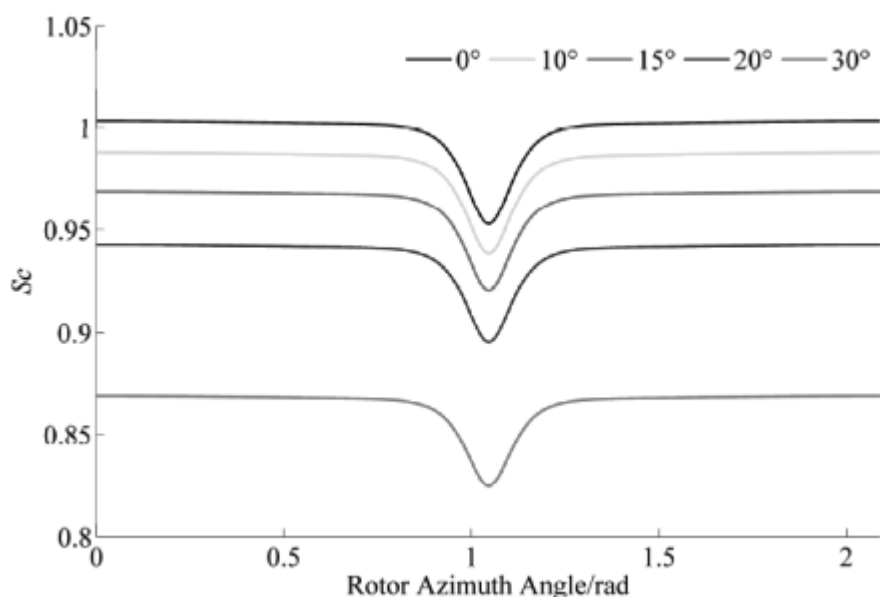


Рисунок 30 – Влияние ошибки ориентации на коэффициент скорости ротора S_c

При положениях ротора на различных углах азимута коэффициент скорости ротора также содержит пульсацию ЗР. Когда лопасть не в зоне тени башни, коэффициент скорости ротора остаётся почти постоянной величиной. Однако, когда лопасть находится в зоне тени башни, коэффициент скорости ротора колеблется вокруг значения 0,05. Этот эффект связан со сдвигом ветра и, естественно, из-за тени башни. Значения колебаний S_c приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Значения колебаний коэффициента скорости ротора S_c

Yaw Error	Oscillation Value	Reduce Value
0°	0.051	0
10°	0.053	0.011
15°	0.050	0.031
20°	0.049	0.058
30°	0.045	0.133

При ошибке ориентации 10° снижение коэффициента скорости ротора приблизительно 0,011, при ошибке 20° – 0,058, что почти равно пульсации значения в результате сдвига ветра и тени башни. Величина колебаний коэффициента

скорости ротора слабо зависит от ошибки ориентации. Подставляя уравнения (19) и (22) в уравнение (16), получается окончательное выражение для влияния ошибки ориентации на мощность ВЭУ:

$$P_w(\beta, \varphi) = T_w(\beta, \varphi) \cdot \omega_r(\beta, \varphi) = T_0 \cdot \omega_0 \cdot T_c \cdot S_c, \quad (25)$$

$$P_c = T_c \cdot S_c, \quad (26)$$

где P_c – коэффициент мощности ВЭУ;

T_c – полный аэродинамический коэффициент крутящего момента;

S_c – коэффициент скорости ротора.

На рисунке 31 показаны кривые влияния ошибки ориентации на коэффициент мощности ВЭУ.

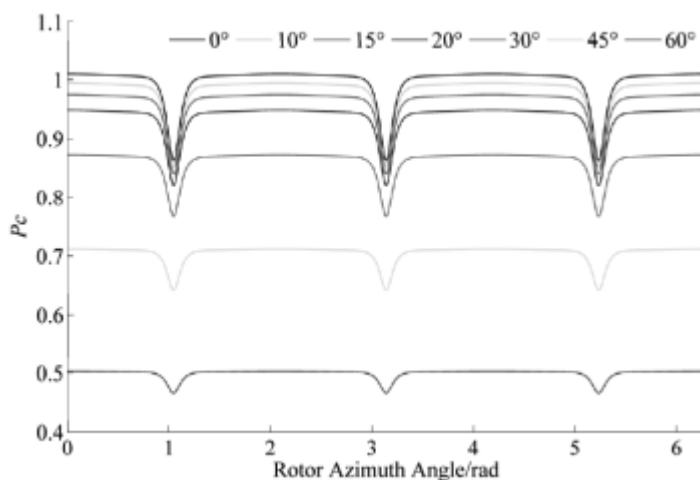


Рисунок 31 – Влияние ошибки ориентации на коэффициент мощности P_c

Видно, что составляющие компоненты пульсаций ЗР также присутствуют в P_c (как синтез T_c и S_c), а на колебания существенно влияет погрешность ориентации, что показано в таблице 5.

Таблица 5 – Влияние ошибки ориентации на коэффициент мощности P_c

Yaw Error	Oscillation Value	Reduce Value
0°	0.148	0
10°	0.141	0.015
15°	0.134	0.034
20°	0.128	0.061
30°	0.107	0.137
45°	0.072	0.298
60°	0.038	0.507

Угол ошибки ориентации может сглаживать колебания P_c , и этот эффект становится сильнее по мере того, как угол ошибки ориентации увеличивается. Этот результат подобен влиянию ошибки рыскания на T_c . Между тем, P_c уменьшен за счёт уменьшения $\cos\varphi$. На основе результатов исследований [48] можно предположить, что выходная мощность снижается в зависимости от $\cos^2\varphi$, а согласно [49] – от $\cos^3\varphi$:

$$P_{yaw} = P_w \cdot \cos^3 \varphi. \quad (27)$$

Данный подход является упрощённым, без учёта влияния параметров, таких как θ , λ , C_p и T_e (электромагнитный момент генератора).

На рисунке 32 показано влияние ошибки ориентации на мощность ВЭУ.

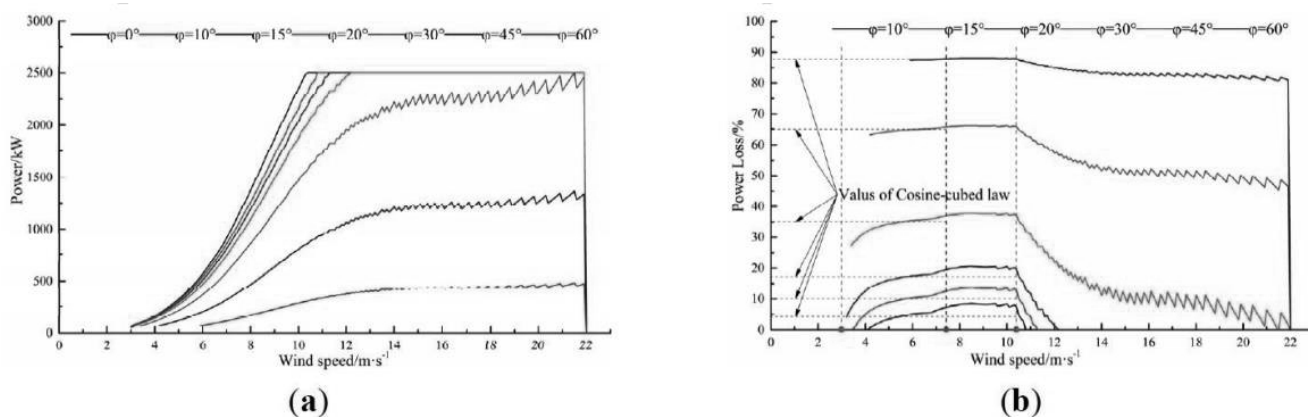


Рисунок 32 – Влияние ошибки ориентации на мощность ВЭУ: а) график мощности; б) график потерь мощности

Влияние ошибки ориентации на потери мощности заметно различаются в различных режимах скорости ветра.

Когда скорость ветра ниже, чем 7,4 м/с, работа происходит в нижней части режима проектной скорости. На этом этапе ВЭУ работает при оптимальной быстроходности, чем достигается максимальный коэффициент мощности. Рисунок 32b показывает, что влияние ошибки ориентации на потери мощности постепенно увеличивается с ростом скорости ветра. Когда угол ошибки ориентации мал (например, 10°, 15° и 20°), кривая потерь мощности быстро растёт и даже превышает значения куба косинуса угла ошибки ориентации. Когда ошибка ориентации большая (например, 30°, 45° и 60°) кривая потери мощности близка к кубу косинуса, как предельному значению.

Когда скорость ветра находится между 7,4 м/с и 10,5 м/с, работа осуществляется в нижнем сегменте номинальной мощности. На этом режиме угол питч (установочный угол лопастей) все еще 0°, и быстроходность с коэффициентом мощности уменьшаются медленно по мере того, как скорость ветра увеличивается. Влияние ошибки ориентации на мощность турбины стабильно, и потери выработки энергии достигают максимума. В этом режиме большая ошибка ориентации хорошо согласуется со значением куба косинуса. Однако, на относительно небольших ошибках, потери выработки энергии достигают 8% для ошибки 10° и 13% для ошибки 15°. Оба эти значения намного выше значений 4,5% и 9,9%, если бы была зависимость от куба косинуса.

Когда скорость ветра больше, чем 10,5 м/с, работа идет на постоянной мощности. По мере увеличения скорости ветра увеличивается питч-угол для регулирования аэродинамического крутящего момента. Коэффициент мощности быстро уменьшается по мере того, как скорость ветра увеличивается. Такой алгоритм управления позволяет ВЭУ работать на номинальной мощности и предотвращает ротор от повреждений из-за чрезмерных ветровых нагрузок. Влияние ошибки ориентации на мощность ветряных турбин начинает меняться.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>60</i>

На рисунке 32 показана ситуация, при которой влияние ошибки ориентации быстро уменьшается до нуля, когда ошибка небольшая (например, 10°, 15° и 20°), и ВЭУ может быстро достигнуть проектной мощности; однако, ВЭУ не может выйти на проектную мощность, когда ошибка рыскания большая (например, 30°, 45° и 60°), что приводит к потерям.

Согласно приведённому анализу, влияние ошибки ориентации на выходную мощность и коэффициент мощности отличаются в различных режимах, и выработка мощности не однозначно зависит от $\cos^2\varphi$ или $\cos^3\varphi$.

1.3.5 Обоснование выбора программного обеспечения для моделирования ГО ВЭУ и исследования потоков

Существует множество компьютерно-математических программ, предназначенных для выполнения расчётов движения жидкостей и газов: AcuSolve; ADINA; Advanced Simulation Library (бесплатное (AGPLv3) аппаратно ускоренное ПО; C++ API; внутренний движатель на OpenCL); ANSYS CFX; ANSYS Fluent; Autodesk Simulation CFD (ранее называлось «CFdesign»); Comsol Multiphysics (англ.; ранее называлось «FEMlab»); FloEFD (продукт компании Mentor Graphics, однако он более известен как SolidWorks Flow Simulation); FlowVision (русский программный комплекс компании ТЕСИС, за пределами СНГ распространяется компанией Capvidia); OpenFOAM (бесплатное ПО); Phoenix; Star-CD (разработчиком является CDadapco, принадлежит компании Siemens); Star-CCM+ (разработчиком является CD-adapco, принадлежит компании Siemens); Stallion 3D; XFlow; Логос (Разработка института теоретической и математической физики РФЯЦ-ВНИИЭФ).

Из всех перечисленных программ мощной платформой для построения конструкций и исследования газодинамических процессов является SolidWorks. Непревзойденным лидером в гидрогазодинамических проектах является Ansys Fluent и CFX. Данные лицензионные программные пакеты установлены на

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

кластерах суперкомпьютера базовой организации ЮУрГУ. В связи с изложенным, а также на основе опыта и изученного материала для моделирования ГО ВЭУ, выбрано программное обеспечение Ansys CFX версии 19.2.

1.3.6 Обоснование выбора исследуемого сегмента ГО ВЭУ

При проведении анализа конструкций ГО ВЭУ из соображений обтекания потоком гондолы основное внимание уделено месту установки анеморумбометра, располагаемого традиционно на верхней части кожуха гондолы, в её задней части (анеморумбометр – прибор, позволяющий измерять как румбы (направление ветра), так и скорость ветра). Ряд конструкций имеет дополнительные системы измерения скорости и направления ветра типа LIDAR (Light Detection and Ranging), расположенные также на гондоле, но регистрирующие параметры потока перед ротором. Причём все рассматриваемые установки имеют конструкцию ротора и гондолы «по ветру», т. е. гондола за ротором. В этом случае, поскольку гондола не совершает аэродинамический вклад в изменение потока ветра над ней (т. е. в сегменте расположения анемометра), интерес представляют собой только профили лопастей ГО ВЭУ, причём на расстоянии $\approx 0,25R$ (где R – радиус ротора или длина лопасти). Таким образом, основной сегмент исследования газодинамических потоков – условный параллелепипед над гондолой, ограниченный её горизонтальной площадкой и имеющий высоту мачты анеморумбометра.

Ради справедливости, стоит отметить варианты расположения LIDAR непосредственно в ступице ротора ГО ВЭУ, однако этот вариант является чисто исследовательским и не предназначен для штатного использования в ГО ВЭУ [50].

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>63</i>

2 МОДЕЛИРОВАНИЕ АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОТОКОВ

Как описано ранее, для исследований берётся модель ГО ВЭУ Siemens: SWT-3.6-120. Компания Siemens использует сборную лопасть с несколькими профилями. Основные используемые профили - NACA 63.xxx, FFAxxx. Один из них представлен на рисунке 33.

NACA 4 digit airfoil generator (NACA 2412 AIRFOIL)

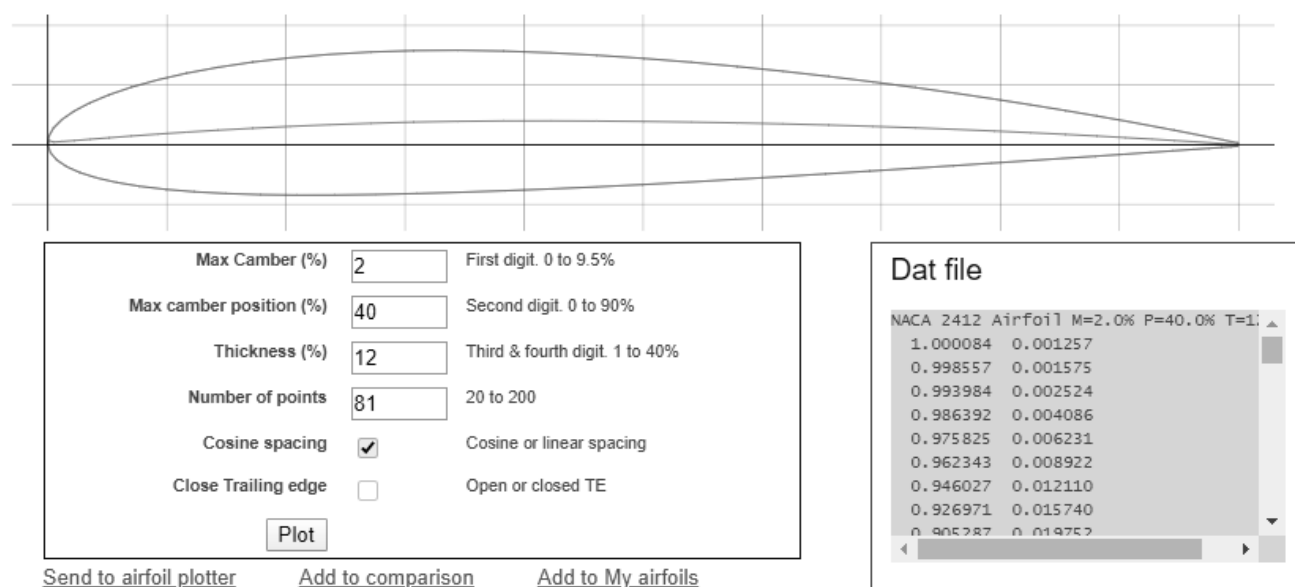


Рисунок 33 – Профиль лопасти NACA 2412 AIRFOIL

Цифры профилей NACA расшифровываются следующим образом:

- первая означает процент отклонения выгнутой хорды от прямой хорды,
- вторая – десятки процентов положения максимальной толщины от носа профиля,
- третья и четвертая – процент толщины профиля по отношению к длине хорды.

Основные параметры ГО ВЭУ Siemens: SWT-3.6-120 представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры ВЭУ

Наименование параметра	Численное значение
Номинальная мощность, кВт	3 600
Нижний предел скорости ветра, м/с	3
Верхний предел скорости ветра, м/с	25
Номинальная скорость ветра, м/с	12,5
Диаметр ротора, м	120
Ометаемая площадь, м ²	11 300

Для моделирования турбулентных потоков использовался подход, основанный на уравнениях Навье-Стокса, осреднённых по Рейнольдсу [51].

Уравнение непрерывности:

$$\frac{\partial \bar{\rho}}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\bar{\rho} \cdot U_j) = 0, \quad (28)$$

Уравнение импульса:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\bar{\rho} \cdot U_i) + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho \cdot U_i \cdot U_j - \tau_{ij}) = 0, \quad (29)$$

где $\bar{\rho}$ – среднее значение плотности, кг/м³;

U_i – абсолютное среднее значение скорости в направлении x_i , м/с.

Турбулентная вязкость, Па·с:

$$\mu_t = f_\mu \cdot C_\mu \cdot \rho \frac{k^2}{\varepsilon}, \quad (30)$$

Сила трения, Па:

$$\tau_{ij} = \mu_t \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \cdot \frac{\partial U_k}{\partial x_k} \delta_{ij} - \bar{\rho} \cdot \bar{u}'_i \cdot \bar{u}'_j, \quad (31)$$

Тензор напряжений Рейнольдса [52], Па:

$$-\bar{\rho} \cdot \bar{u}'_i \cdot \bar{u}'_j = \mu_t \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \left(\mu_t \frac{\partial u_k}{\partial x_k} + \rho \cdot k \right) \delta_{ij}, \quad (32)$$

где μ_t – коэффициент динамической вязкости, Па·с;

C_μ – эмпирическая константа замыкания (равняется 0,09);

f_μ – функция демпфирования;

k – кинетическая энергия пульсаций турбулентности, $\text{м}^2/\text{с}^2$;

ε – скорость рассеяния энергии турбулентности, $\text{м}^2/\text{с}^3$.

Модель турбулентности k - ε [53]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho \cdot k) + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\rho \cdot U_j \cdot k \left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] = \\ = \mu_t(P + P_B) - \rho \cdot \varepsilon - \frac{2}{3} \left(\mu_t \frac{\partial u_i}{\partial x_i} + \rho \cdot k \right) \frac{\partial u_i}{\partial x_i}, \end{aligned} \quad (33)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho \cdot \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\rho \cdot u_j \cdot \varepsilon - \left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] = C_{\varepsilon 1} \frac{\varepsilon}{k} \left[\mu_t \cdot P - \frac{2}{3} \left(\mu_t \frac{\partial u_i}{\partial x_i} + \rho \cdot k \right) \frac{\partial u_i}{\partial x_i} \right] - \\ - C_{\varepsilon 2} \cdot \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + C_{\varepsilon 3} \frac{\varepsilon}{k} \mu_t \cdot P_B + C_{\varepsilon 4} \cdot \rho \cdot \varepsilon \frac{\partial u_i}{\partial x_i} - \frac{C_\mu \cdot \eta^3 (1 - \eta/\eta_0)}{1 + \beta \cdot \eta^3} \cdot \frac{\rho \cdot \varepsilon^2}{k}. \end{aligned} \quad (34)$$

2.1 Геометрия модели

Для исследования свойств ветроустановки достаточно использовать усечённую по радиусу от ступицы модель для повышения точности вычислений в связи с отдачей ресурсов компьютера на более полезную область в районе комлей. Наличие мачты так же не представляет интереса для исследования, поэтому в модели она отсутствует. Данные допущения никак не влияют на конечные результаты.

В связи с этим профиль лопасти, выходящий за рамки усекающей окружности, для исследования интереса не представляет. По этой причине модель строится на основе сборного профиля, в котором комлевая (исследуемая) часть представляет собой в сечении цилиндр, а вдоль по хорде принята лопасть типа NASA 64XX, где XX – некоторые произвольно взятые значения.

Внешний вид трёхмерной модели ГО ВЭУ, которая предварительно построена в программе SolidWorks, без усечений выглядит так, как показано на рисунке 34.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

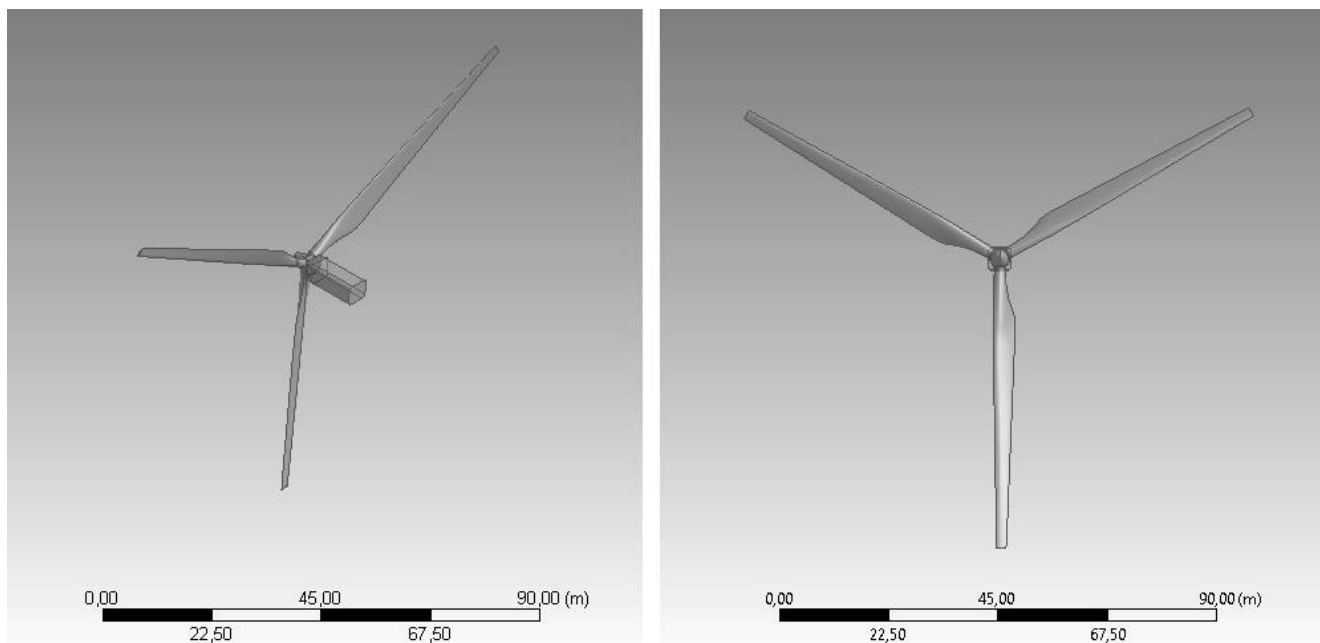


Рисунок 34 – Трёхмерная модель ГО ВЭУ целиком (слева – вид спереди, справа – под углом)

Во время исследования модели подразумевается вращение лопастей. В ANSYS его можно задать только в виде поворота вокруг одной из осей. При этом ГО ВЭУ всегда имеют наклон ротора, как показано на рисунке 35. Это связано со следующими факторами:

- при горизонтальном расположении оси лопасти, проходя снизу возле мачты, могут её задеть, т. к. имеют достаточную эластичность и отклоняются при давлении ветра;

- при наклоне оси расположение главного/центрального вала ротора позволяет расположить подшипник таким образом, что он не может быть вырван ротором из посадочного места. Т. о. ВЭУ выдерживают более высокие нагрузки, связанные с силами гравитации.

Но исходя из условий работы программы модель ВЭУ необходимо повернуть так, чтобы ометаемая площадь была строго перпендикулярна оси вращения. Данное допущение не повлияет на результаты исследований, т. к. наклон модели на 6° (смотри раздел 2.3) в последующем учтён таким образом, что

					13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

направление набегающего потока точно также имеет этот наклон, но уже в противоположном направлении. Иными словами, в программе произведена полная компенсация введённого допущения, которая позволит не нарушать аналогии с реальными физическими условиями и реальной геометрией ГО ВЭУ.



Рисунок 35 – Расположение ротора у ГО ВЭУ

Итоговое расположение модели относительно оси абсцисс представлено на рисунке 36.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

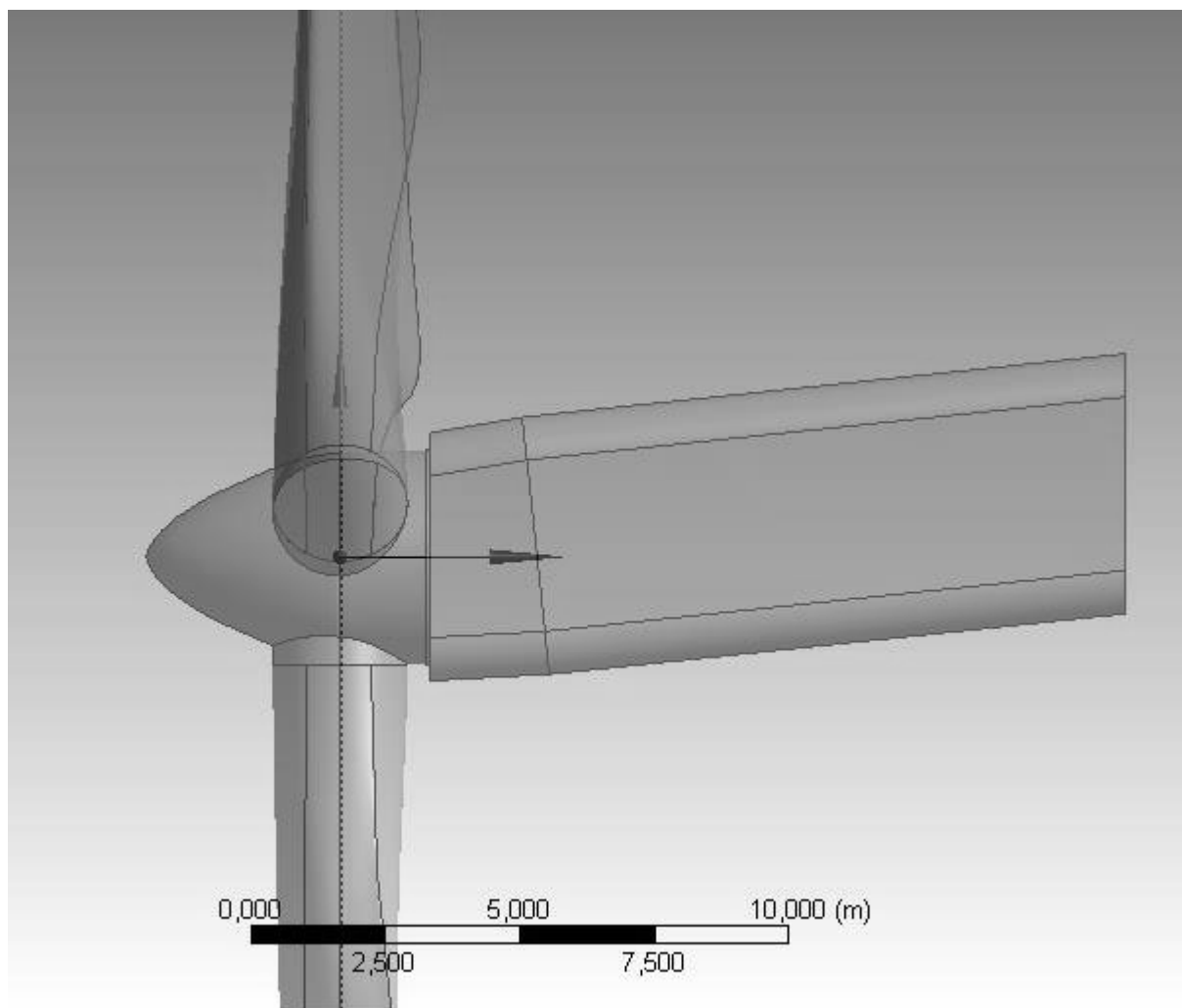


Рисунок 36 – Расположение модели относительно оси абсцисс (вид сбоку)

Для удовлетворения исследовательской цели диаметр усекающего цилиндра составляет 20 м. Усечённая модель представлена на рисунке 37.

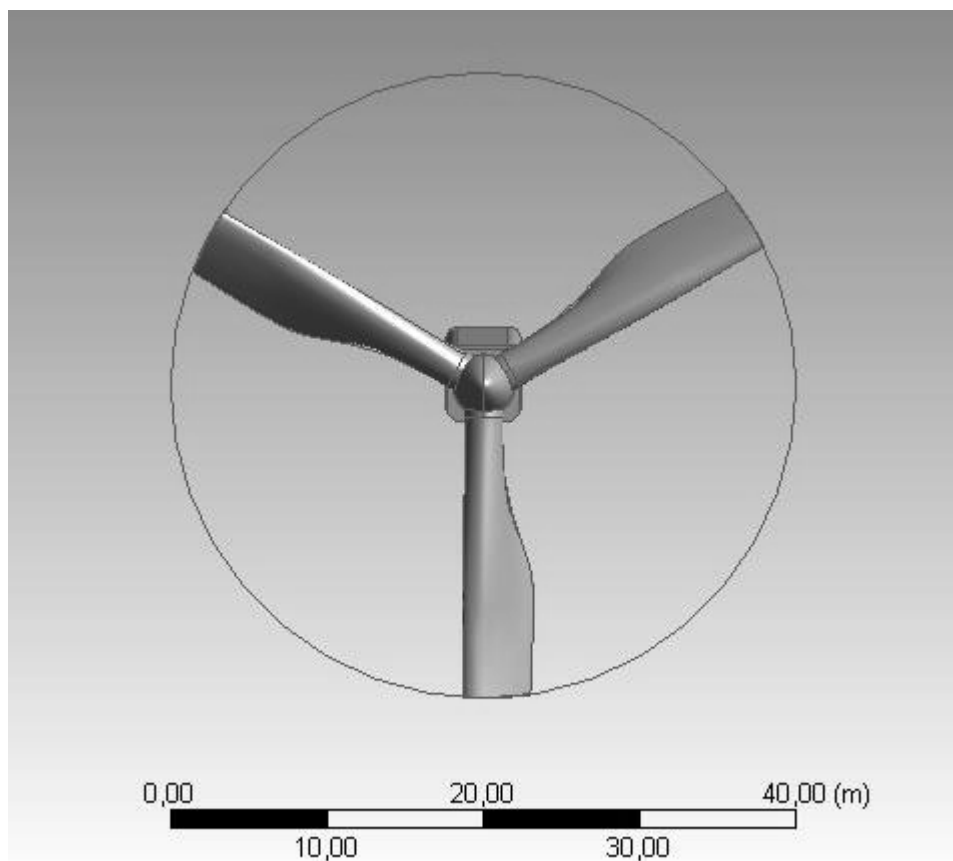


Рисунок 37 – Трёхмерная модель ГО ВЭУ для исследований (вид спереди)

2.2 Сетка

Для построения сетки использован отдельный подмодуль ICSEM вместо стандартного Mesh. ICSEM позволяет более детально проработать сетку, а также имеет эффективные инструменты для устранения структурных ошибок. Готовая сетка представлена на рисунке 38.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

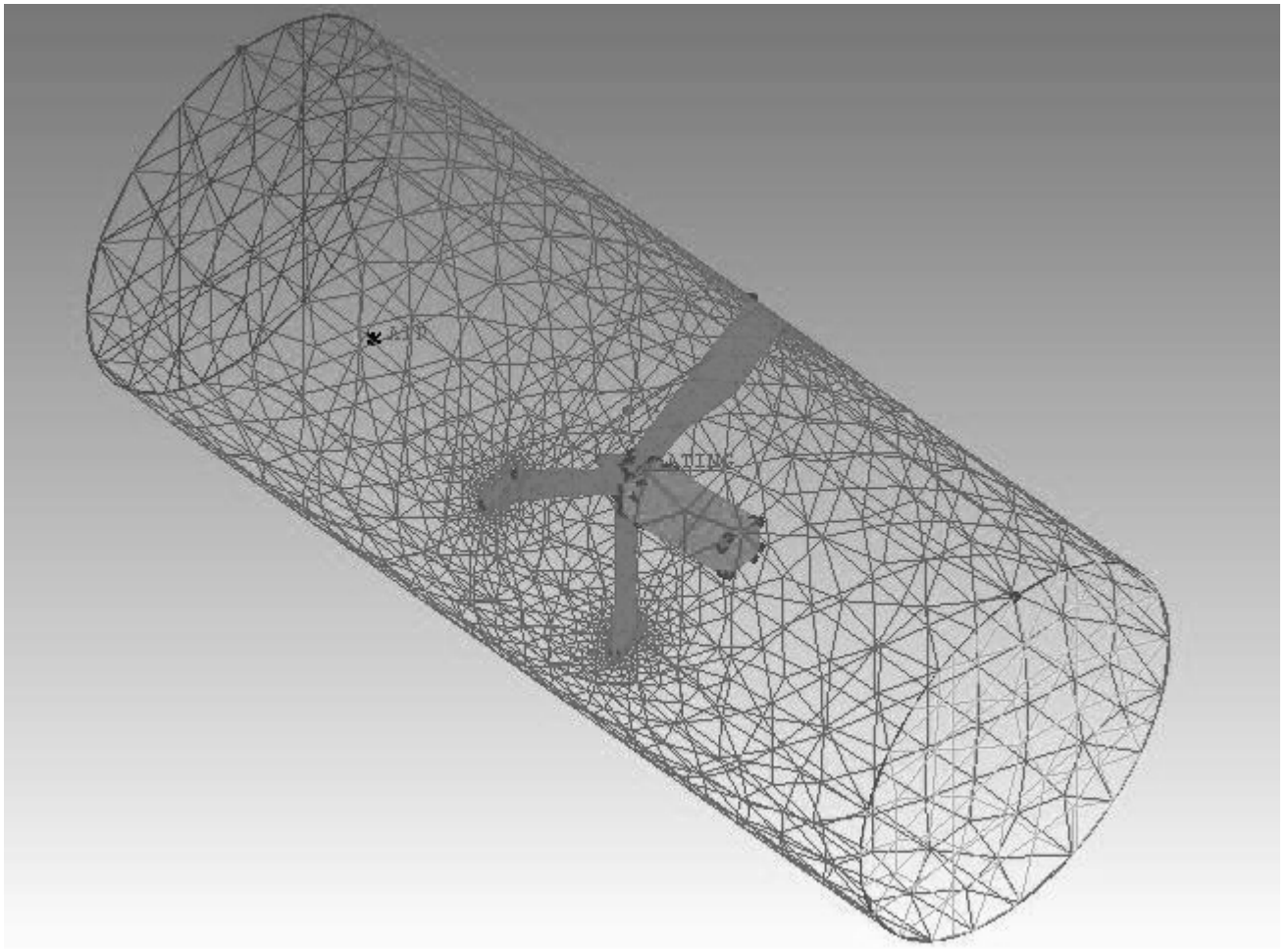


Рисунок 38 – Сетка модели в ICEM

Наиболее подходящее кол-во элементов сетки для расчёта на среднестатистическом компьютере должно быть в районе одного миллиона. При этом для высокой точности большая часть элементов приходится на саму модель, в то время как стенки граничных условий имеют крупное зерно, т.к. нет необходимости иметь точный результат на отдалении от модели. Размер ячеек модели можно рассмотреть в приближении на рисунке 39.

В ICEM отдельно задаётся область AIR, в которой находится воздух (в рамках граничных условий), а также область вращения ROTATING, которая включает в себя все лопасти и ступицу. В районах соприкосновения граничных условий и модели произведено также уменьшение размера ячеек сетки на стенках по мере приближения к сечению лопастей во всех случаях.

					13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

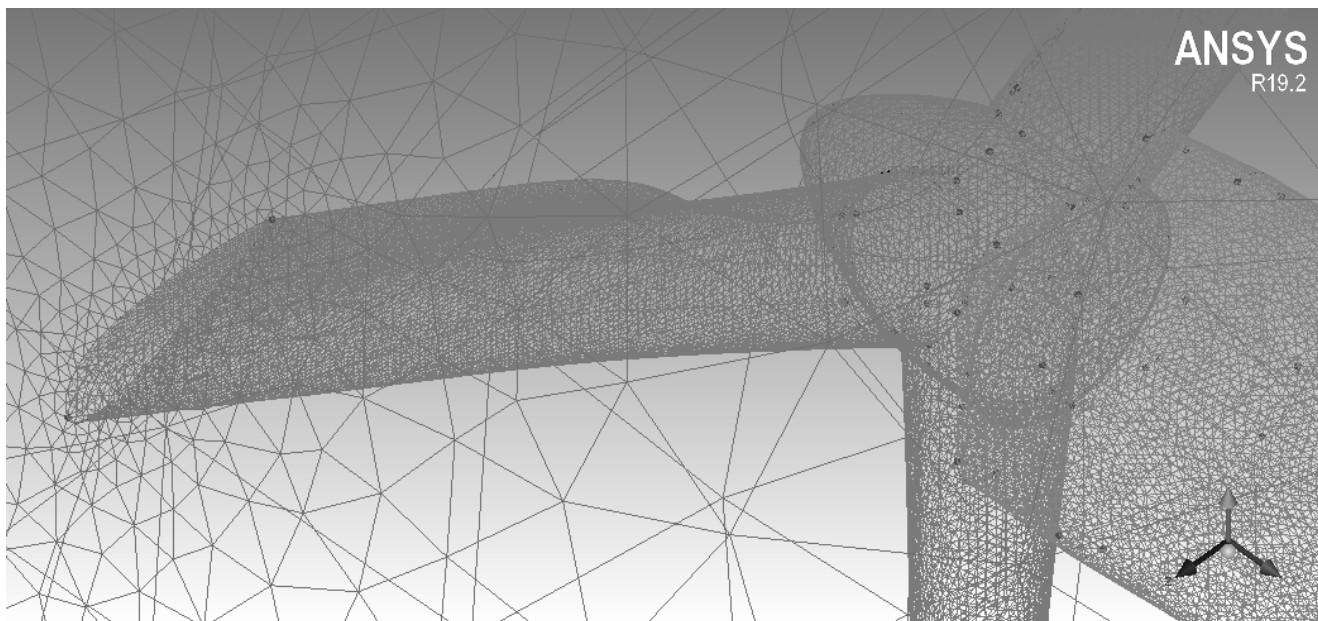


Рисунок 39 – Сетка модели (увеличенная)

Для повышения точности результатов выполнено локальное измельчение сетки над гондолой на стыке между ступицей и гондолой путём создания условной плоскости в этом месте. Скриншот показан на рисунке 40.

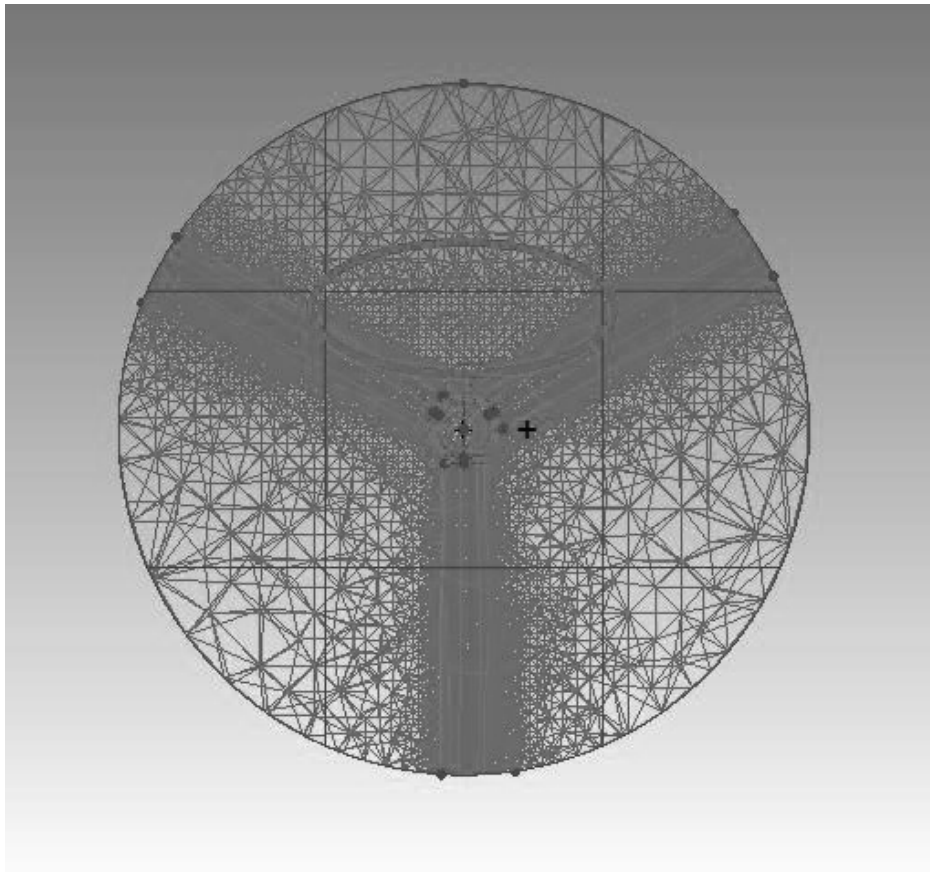


Рисунок 40 – Локальное измельчение сетки над гондолой

При создании сетки задаётся призматическая форма ячеек для модели ВЭУ. Наличие призматического слоя на поверхности исследуемого объекта (комлевая часть лопасти и верхняя поверхность гондолы) обусловлена градиентом профиля скорости в пограничном слое. Призматический слой позволяет привести в соответствие безразмерный параметр Y^+ к требованиям $k-\epsilon$ модели турбулентности. Высота призмы в пристеночном слое равна 0,001 мм, что приводит значение безразмерного критерия Y^+ в диапазон до 100 [53].

2.3 Установка параметров

В первую очередь производится назначение одной из стенок граничных условий в качестве входа для ветряных потоков. Все остальные стенки устанавливаются как выход. Визуализация данных настроек представлена на

					13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рисунке 41 в виде стрелок, указывающих путь для потоков ветра. На нём видно, что ветер входит в переднюю стенку граничных условий, имитируя перпендикулярную направленность ометаемой площади модели к направлению потоков, а остальные стенки не ограничивают движение, выступая в качестве абсолютно проницаемых поверхностей.

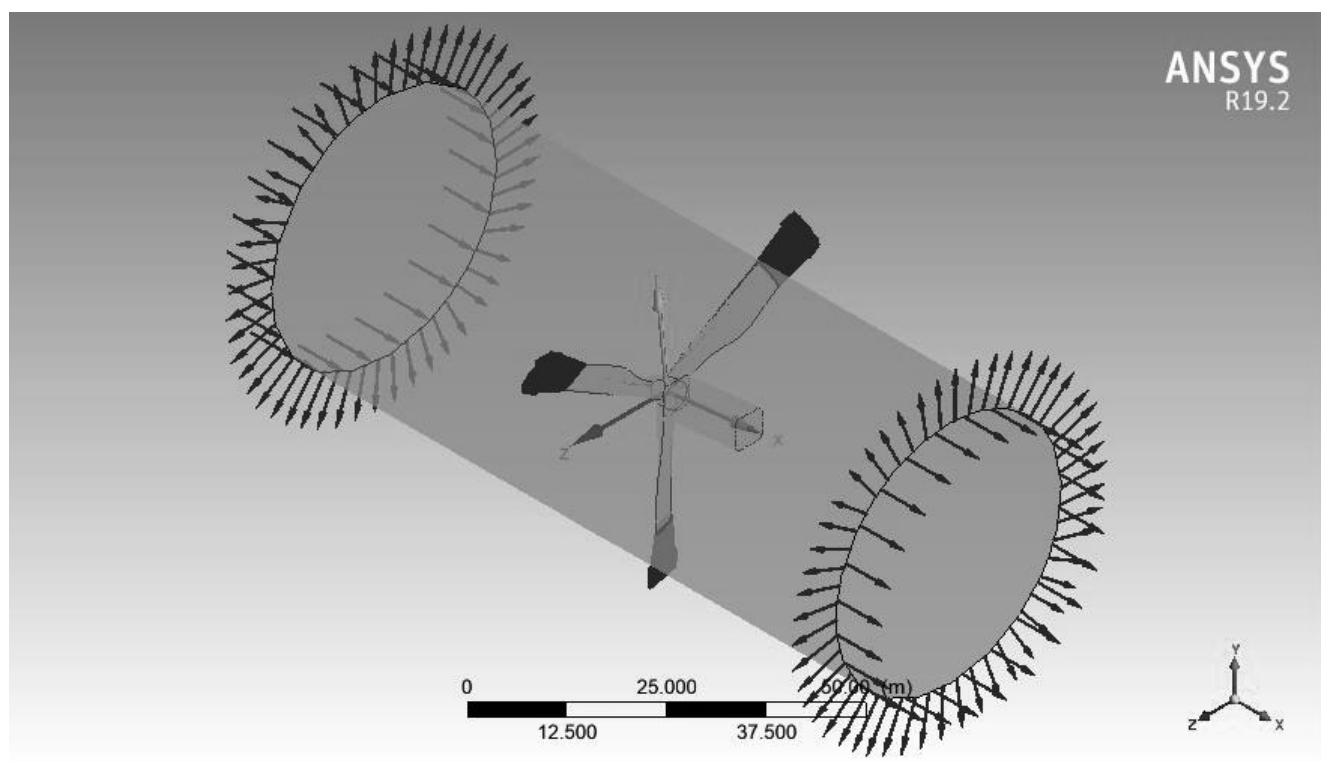


Рисунок 41 – Направление движения ветряных потоков

Основной расчёт производится при номинальных параметрах, но для удобства автоматического изменения параметров необходимо подготовить переменные в разделе Expressions.

Задаётся скорость потока ветра $Vel = 12,5$ м/с (смотри таблицу 1). Как было указано ранее, наклон модели составляет 6° , соответственно, векторы потока необходимо сориентировать перпендикулярно ометаемой площади. Данное условие задано через угол $Alpha$. Отсюда векторы скорости по осям абсцисс V_x и ординат V_y задаются через тригонометрические произведения. Быстроходность Zz и радиус лопастей (полный) Rad также указываются в разделе Expressions.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Некоторые переменные при этом невозможно назвать уже установленными программой величинами. Например, при попытке обозначить быстроходность как Z , выходит сообщение о том, что данное обозначение уже занято. Угловая скорость вращения лопастей Ω_{ω} задаётся через выражение с помощью заданных ранее переменных. Единицы измерения в этом случае присваиваются автоматически. Скриншот раздела выражений показан на рисунке 42, скриншот положения векторов потока – на рисунке 43.

Expressions		
$\sqrt{\alpha}$ Alpha		$6*(\pi/180)$ [rad]
$\sqrt{\alpha}$ Omegaw		$(Zz*Vel)/(2*\pi*Rad)$
$\sqrt{\alpha}$ Rad		60 [m]
$\sqrt{\alpha}$ Vel		12.5 [m s ⁻¹]
$\sqrt{\alpha}$ Vx		$Vel*\cos(\text{Alpha})$
$\sqrt{\alpha}$ Vy		$Vel*\sin(\text{Alpha})$
$\sqrt{\alpha}$ Zz		5

Рисунок 42 – Заданные переменные

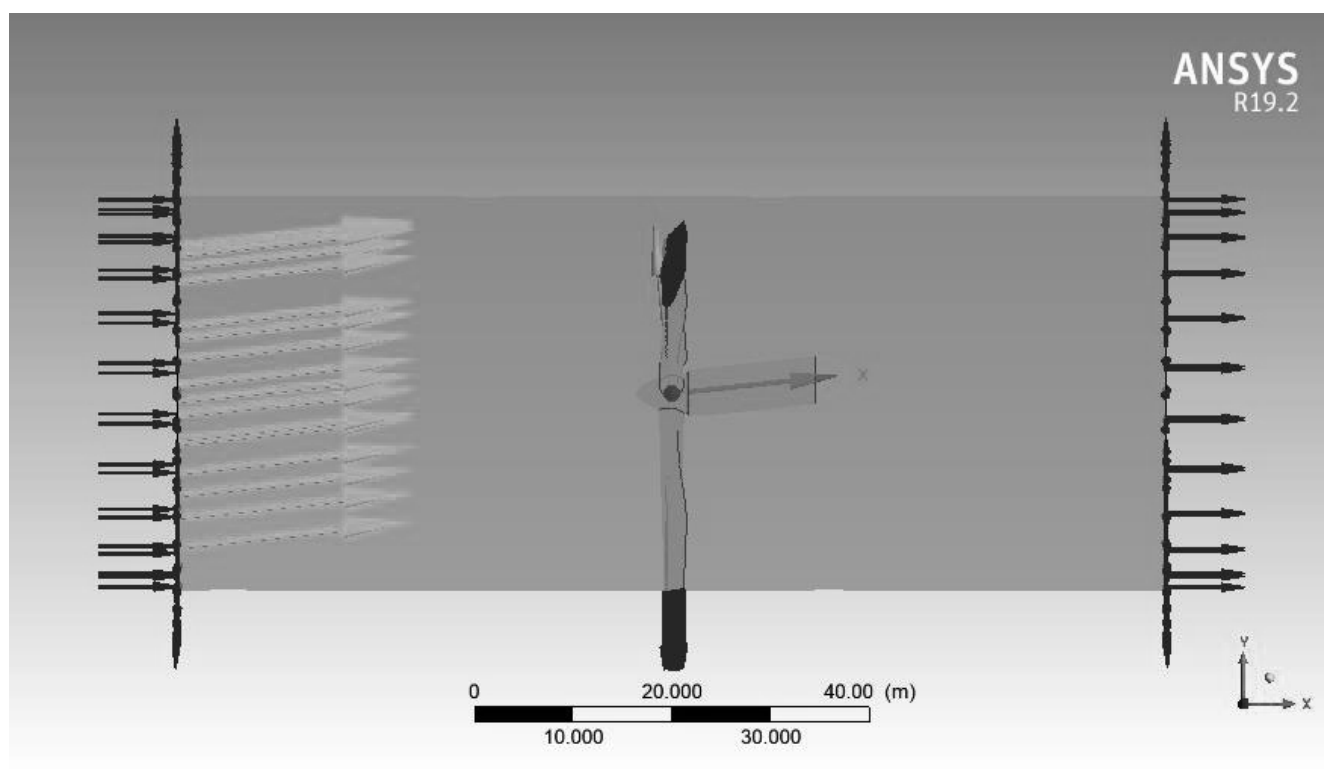


Рисунок 43 – Положение векторов потока ветра (зелёные стрелки)

Далее задаются точки в пространстве, в которых программа будет фиксировать указанные значения через заданные промежутки времени. Точки располагаются вдоль гондолы на пяти разных высотах. В их число входит и точка установки прибора, для которой исходя из номинальных параметров расстояние от ступицы по горизонтали – 8 м, от гондолы вверх – 3 м. Фиксируемые в точках параметры – скорость ветра, а также её векторные составляющие по трём осям. Скриншот из программы представлен на рисунке 44.

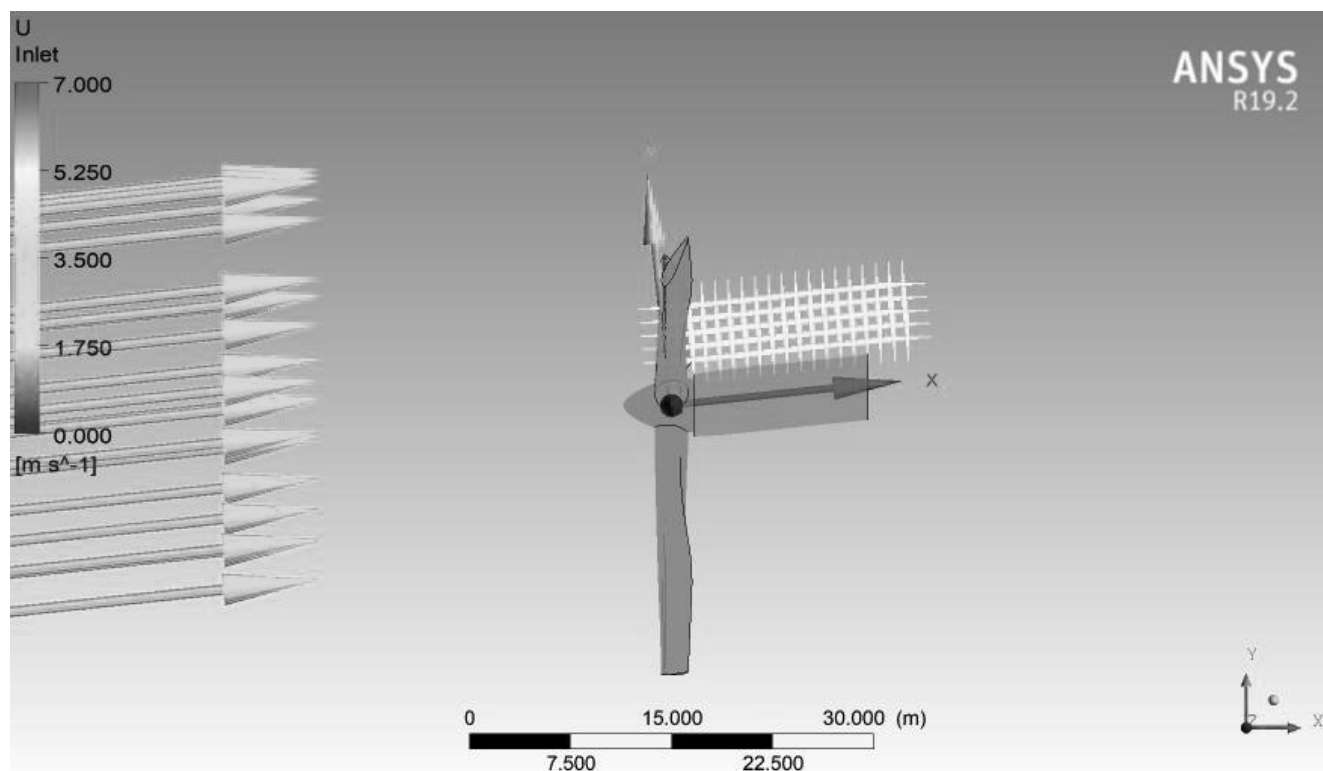


Рисунок 44 – Расположение точек фиксации параметров

Определяется оптимальный временной шаг для вращения лопасти. Для начала необходимо вычислить число Рейнольдса [54]. Для этого берётся диаметр комля, соответствующий ранее указанной высоте 3 м над поверхностью гондолы. На рисунке 45 показаны величины: справа – отмеренная длина в 3 м, вверху – полученный диаметр (2,327 м) на данной высоте.

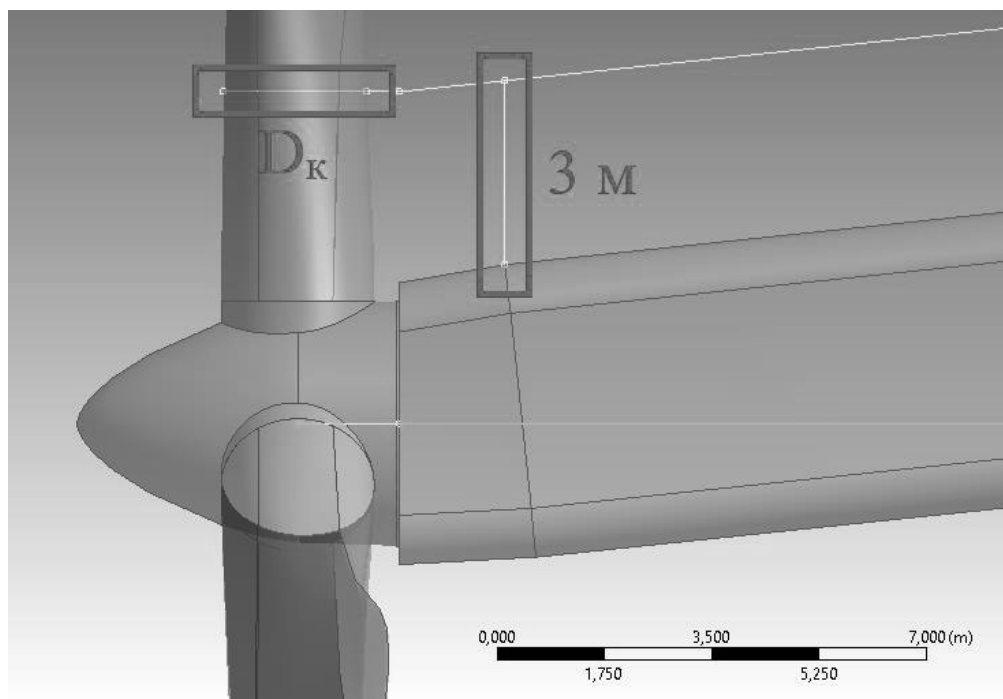


Рисунок 45 – Измеренный диаметр комля на высоте установки прибора

Расчёт числа Рейнольдса производится по следующей формуле:

$$Re = \frac{\rho \cdot V_{\text{НОМ}} \cdot D_k}{\eta} = \frac{1,2041 \cdot 12,5 \cdot 2,327}{1,8 \cdot 10^{-5}} = 1,946 \cdot 10^6, \quad (35)$$

где ρ – плотность воздуха при температуре +20°C [55], кг/м³;

$V_{\text{НОМ}}$ – номинальная скорость ветра (смотри таблицу 1), м/с;

D_k – диаметр комля на уровне прибора, м;

η – динамическая вязкость воздуха [56], Па·с.

Далее осуществляется поиск числа Струхалия по соответствующей зависимости на рисунке 46. Для чисел Рейнольдса больших примерно 1 000, число Струхалия остаётся почти постоянным, равным 0,21 [54].

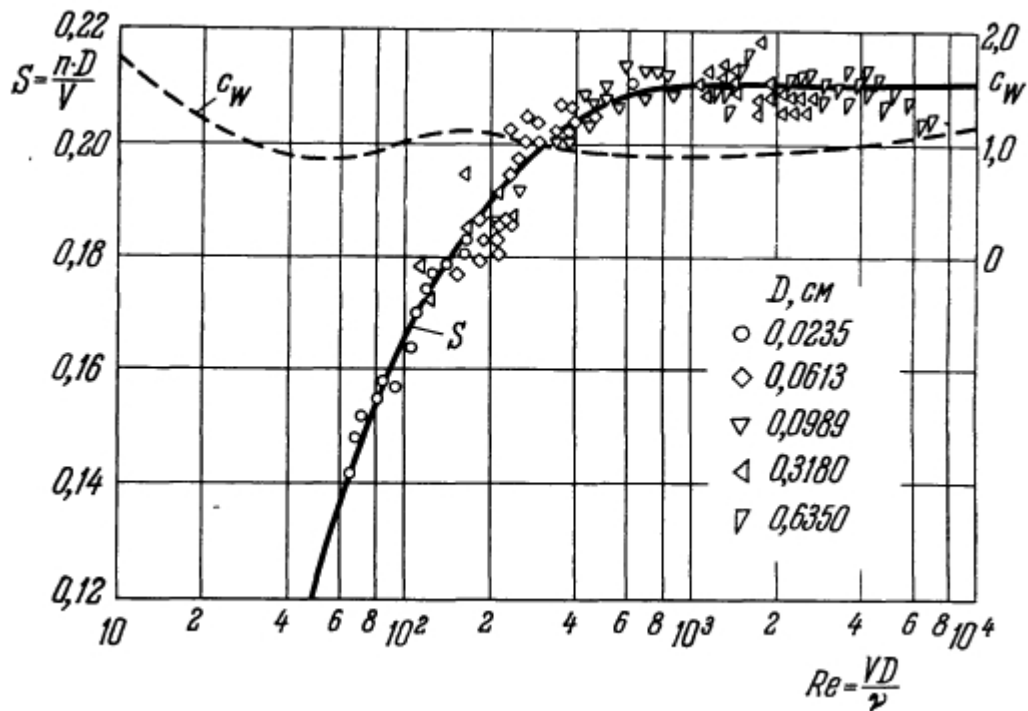


Рисунок 46 – Зависимость числа Струхалия от числа Рейнольдса для течения около круглого цилиндра. По измерениям А. Рошко

Соответственно, при числе Струхалия S , равным 0,21, рассчитывается значение частоты отрыва вихрей в одну секунду по формуле

$$n = \frac{S \cdot V_{\text{НОМ}}}{D_{\text{к}}} = \frac{0,21 \cdot 12,5}{2,327} = 1,128 \text{ с}^{-1}. \quad (36)$$

Отсюда период:

$$T = \frac{1}{n} = \frac{1}{1,128} = 0,8865 \text{ с}. \quad (37)$$

Для точного расчёта принимается шаг:

$$t = \frac{0,8865}{100} = 8,865 \cdot 10^{-3} \text{ с}. \quad (38)$$

Принято решение для наиболее полной картины сделать расчёт для 16-ти секунд вращения лопастей (соответствует кол-ву итераций примерно в 1 800).

Данные, полученные в ходе расчётов, указываются в разделе Analysis Time, что представлено на рисунке 47.

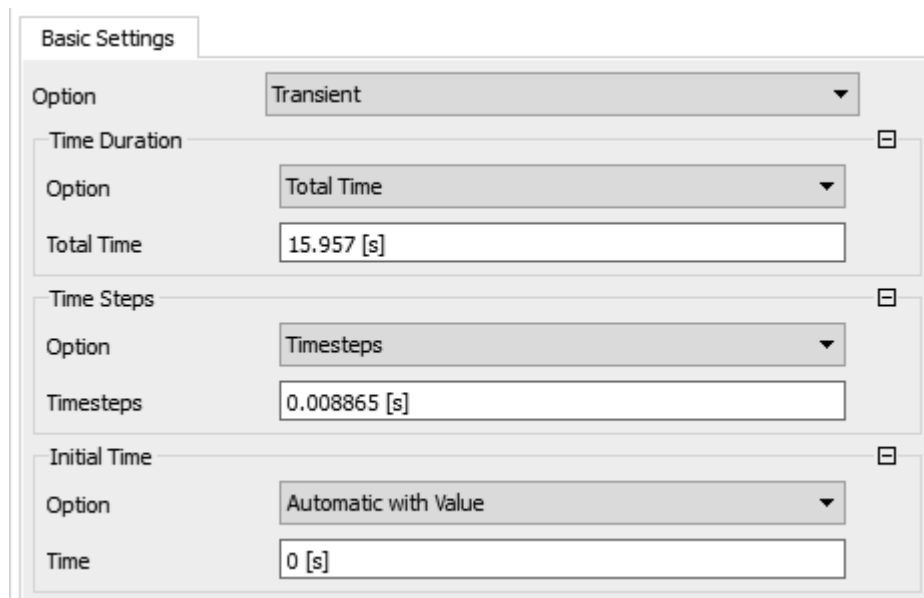


Рисунок 47 – Время расчёта и шаг итерации

Задаётся вращение лопастей по часовой стрелке вокруг оси абсцисс. В ячейке угловой скорости вращения указывается ранее заданная Ω_{max} . Скриншот представлен на рисунке 48.

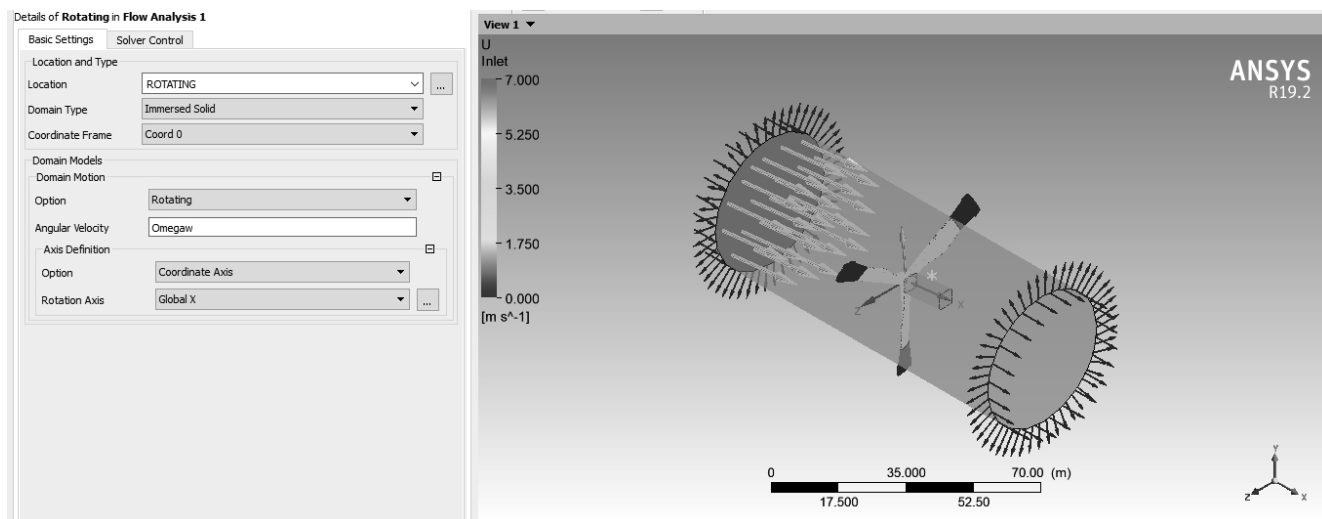


Рисунок 48 – Параметры вращения лопастей

2.4 Анализ результатов расчёта

После проведения расчётов в подмодуле Solution из графика на вкладке User Points извлекаются табличные данные значений скорости (V) и трёх её векторов по осям (V_x , V_y , V_z). После преобразования полученных данных в удобный вид необходимо сделать расчёты углов отклонения в точке размещения анеморумбометра. Вычисления производятся для осей аппликата и ординат по следующим формулам:

$$\Theta_z = \arccos\left(\frac{V_x}{\sqrt{V_x^2 + V_z^2}}\right) \frac{V_z}{|V_z|}, \text{ град.}, \quad (39)$$

$$\Theta_y = \arccos\left(\frac{V_x}{\sqrt{V_x^2 + V_y^2}}\right) \frac{V_y}{|V_y|}, \text{ град.} \quad (40)$$

Данные формулы позволяют избежать вычитания половины периода в случае достижения значения углов данного значения. Т. е. при использовании более простой функции с арктангенсом цифры на графиках никогда бы не превышали $\pm 90^\circ$.

Изменения направления потоков вдоль аппликаты отвечают за горизонтальную составляющую отклонений, а по ординате – за вертикальную.

В ходе анализа результатов было выявлено, что точки, имеющие наименьшие значения углов отклонения, располагаются на высоте 3 м над гондолой и расположены вдоль неё начиная от 5 м считая от ступицы. Дальнейшее рассмотрение результатов расчёта касается только точки установки прибора.

На рисунках 49 и 50 показаны визуальные результаты расчёта в моменты времени, когда лопасть находится в вертикальном положении над гондолой. В первом случае отображён вид сверху, и стрелки визуализируют вектора поток ветра. Во втором – вид сбоку; показано поле скоростей. На окружающей модель плоскость разными цветами показываются участки, где скорость ветра имеет то или иное значение в соответствии со шкалой.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>80</i>

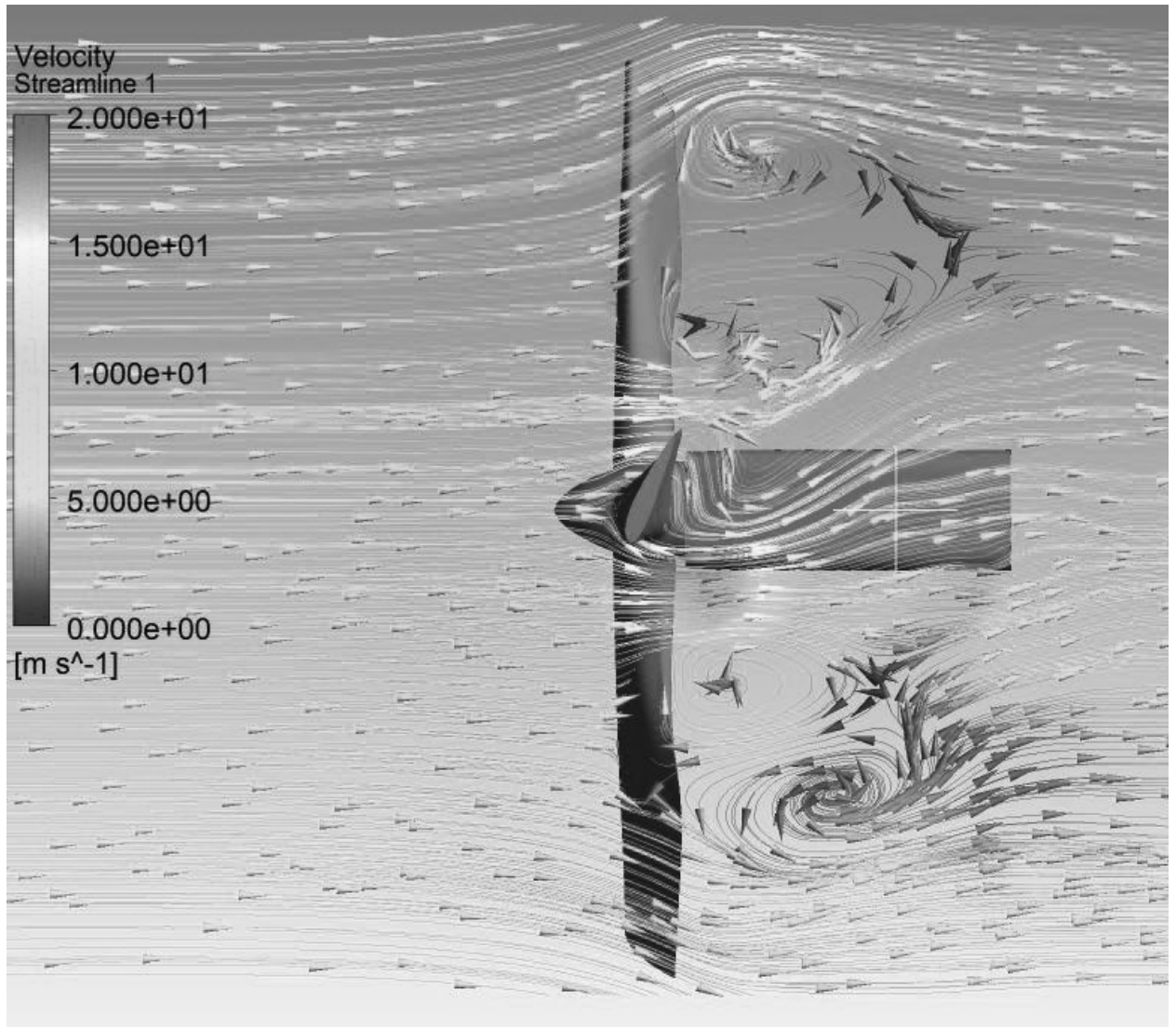


Рисунок 49 – Векторы потока ветра

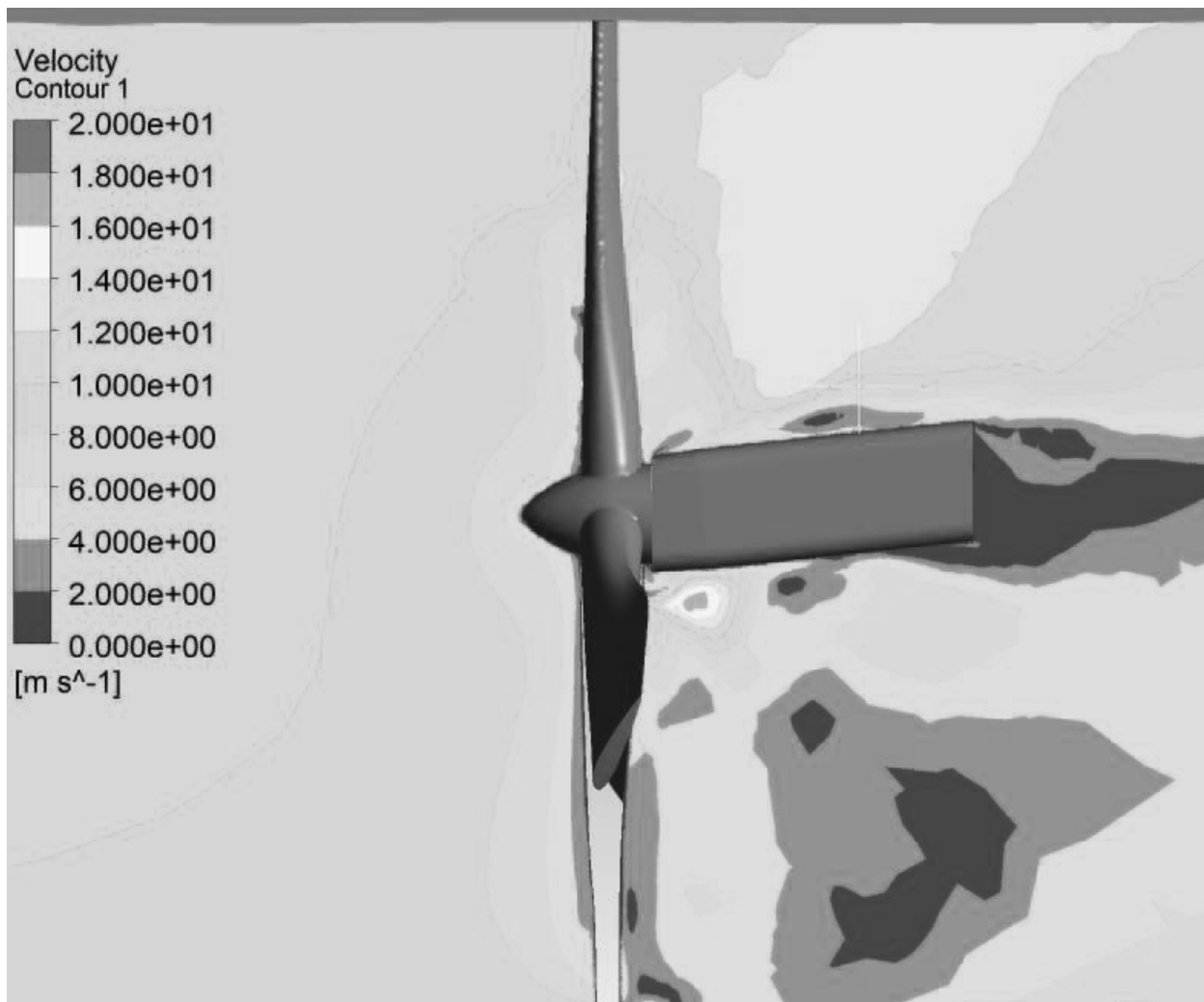


Рисунок 50 – Поле скоростей

Графики углов отклонения представлены на рисунках 51 и 52.

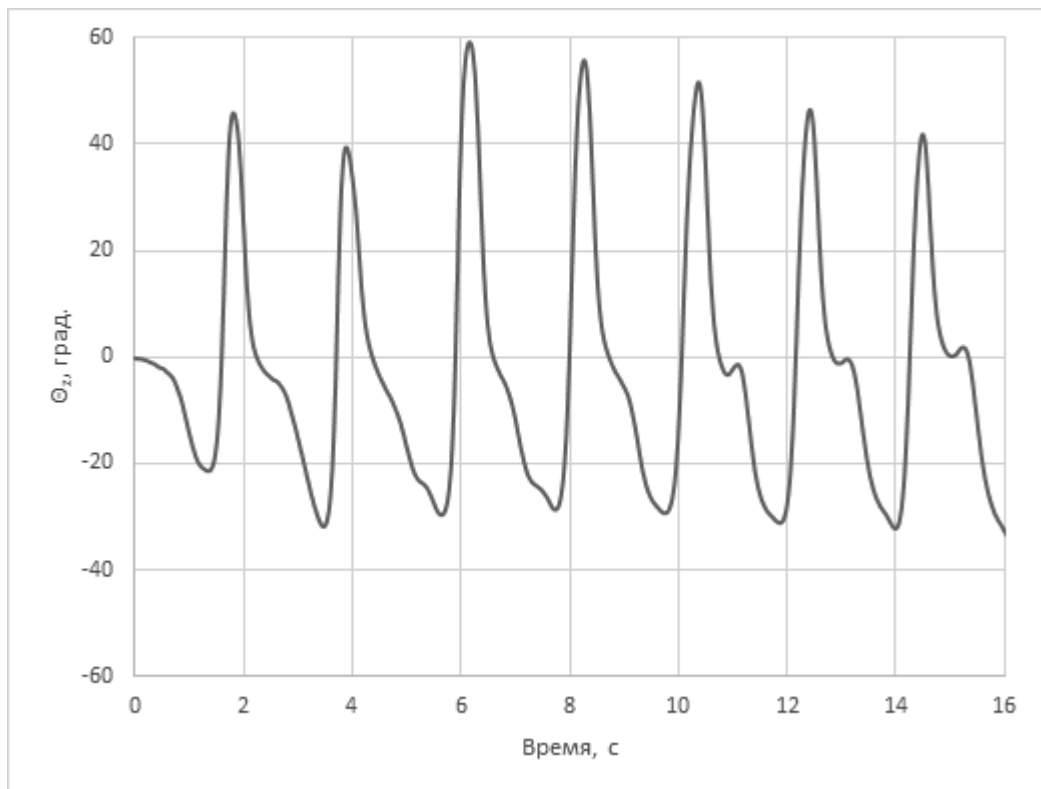


Рисунок 51 – Величины углов отклонения по аппликате

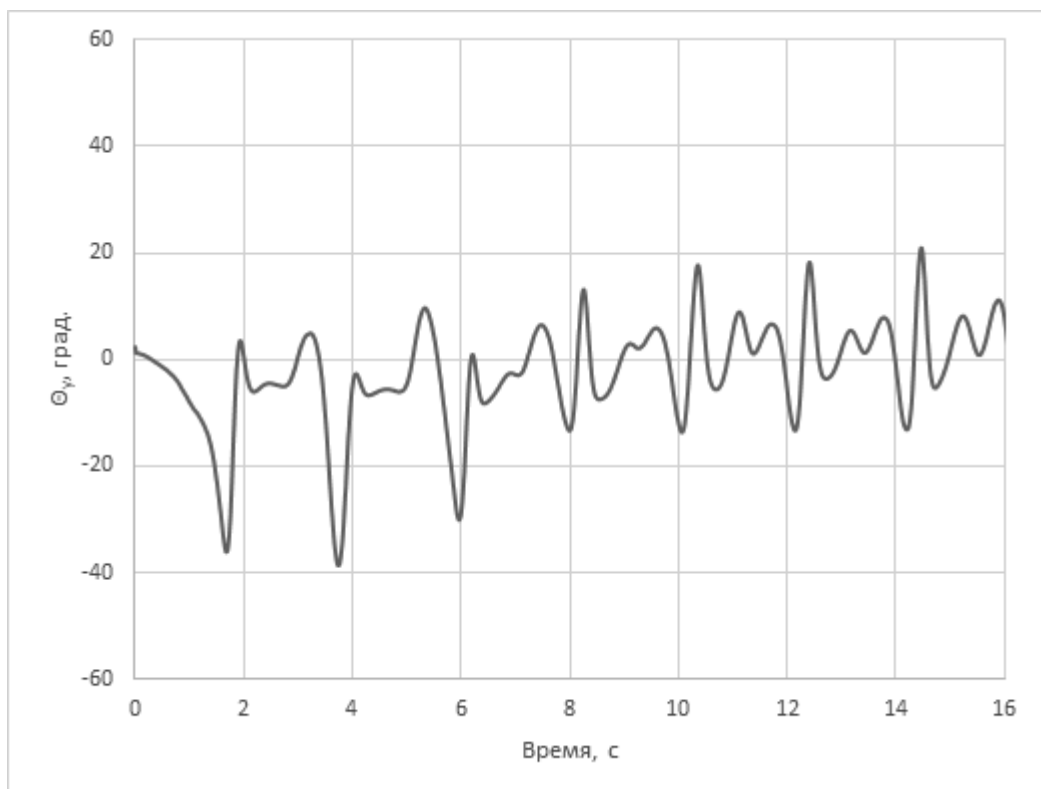


Рисунок 52 – Величины углов отклонения по ординате

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР

Лист

83

Также на рисунке 53 представлен график изменений скорости ветра в точке установки прибора на протяжении времени продува.

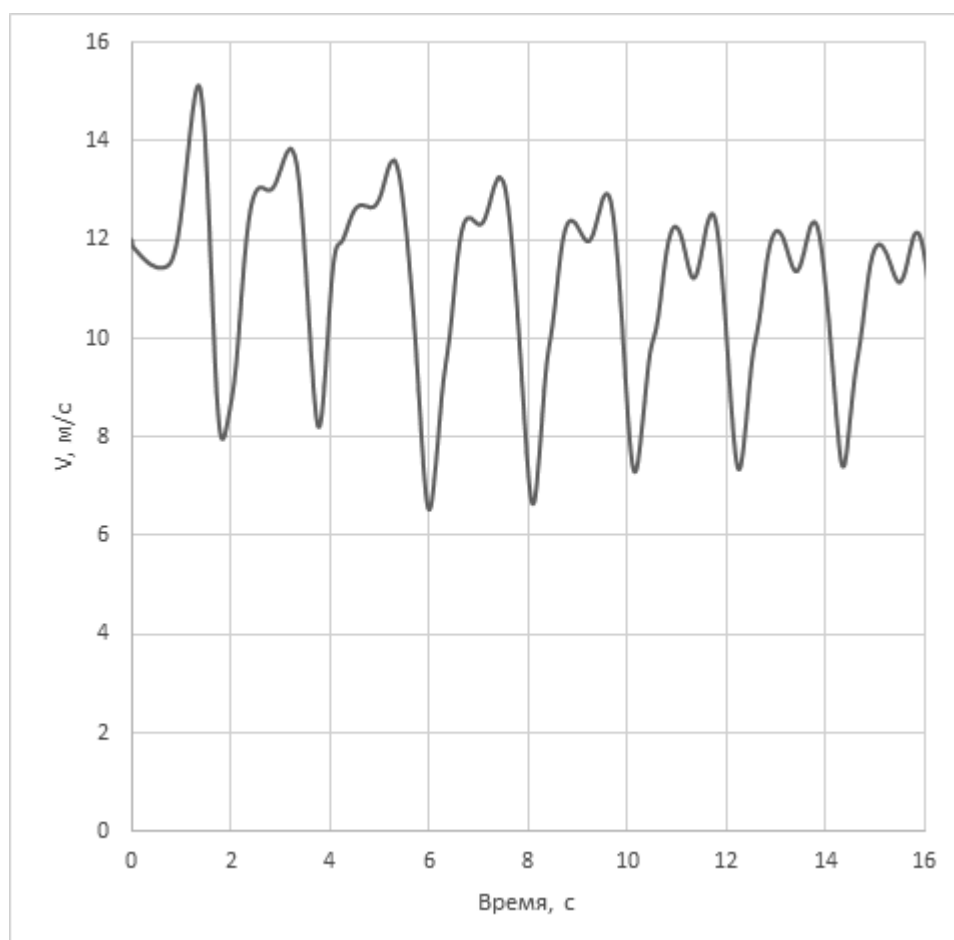


Рисунок 53 – Величины скоростей ветра в точке установки анеморумбометра

В ходе моделирования процессов при различных скоростях потока было подтверждено наличие проблемы постоянно меняющейся во времени (дифференциальной) ошибки угла ориентации ротора, получены численные значения отклонений флюгера анеморумбометра. Как показали эксперименты, величины данных углов по горизонтали варьируются в диапазоне от -40 до $+60$ градусов.

Далее проводятся исследования при тех же параметрах модели, но для скоростей ветра 7 и 18 м/с. Три графика в ряд представлены для сравнения на рисунках 54 и 55.

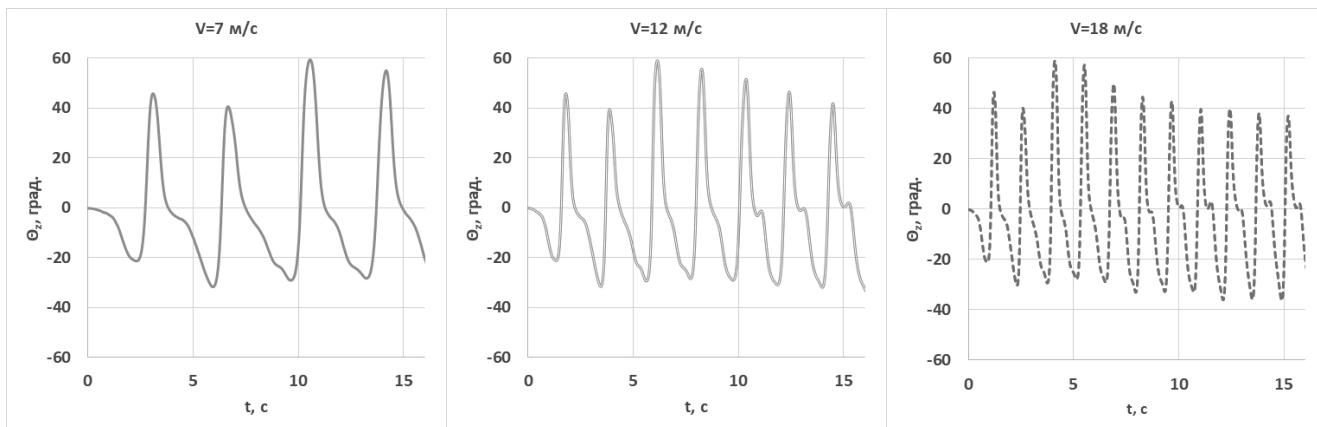


Рисунок 54 – Графики отклонения углов по аппликате

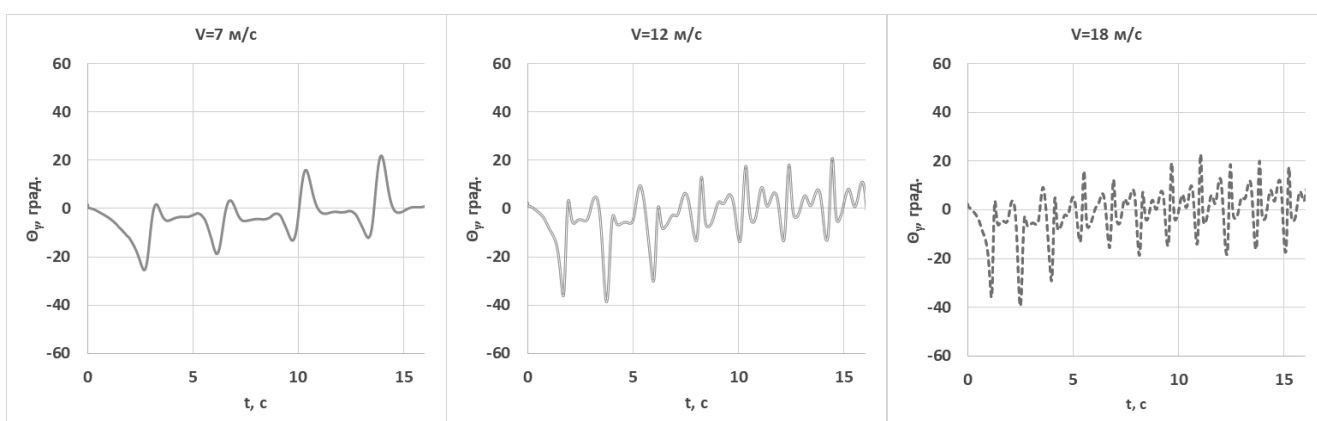


Рисунок 55 – Графики отклонения углов по ординате

Проводится проверка на уровень давления в вихревом следе по линии в трёх метрах над гондолой. Это делается для подтверждения отсутствия его влияния на ВЭУ.

Как видно из графика на рисунке 56, его изменения незначительны и составляют менее 0,05% по отношению к нормальному давлению (101 325 Па). Данное измерение подтверждает факт выбора несжимаемой модели.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР

Лист

85

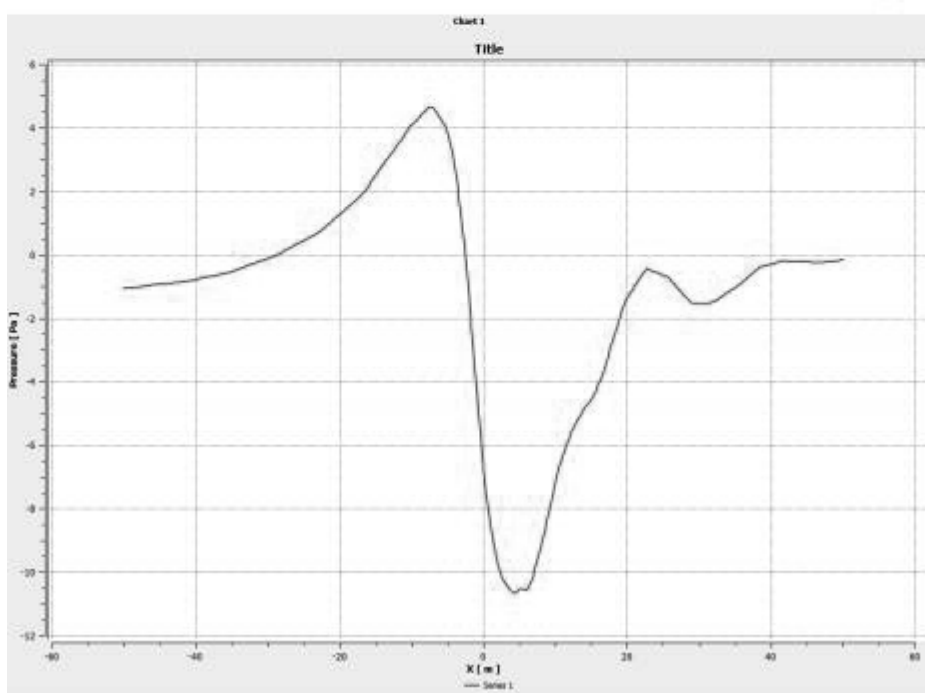
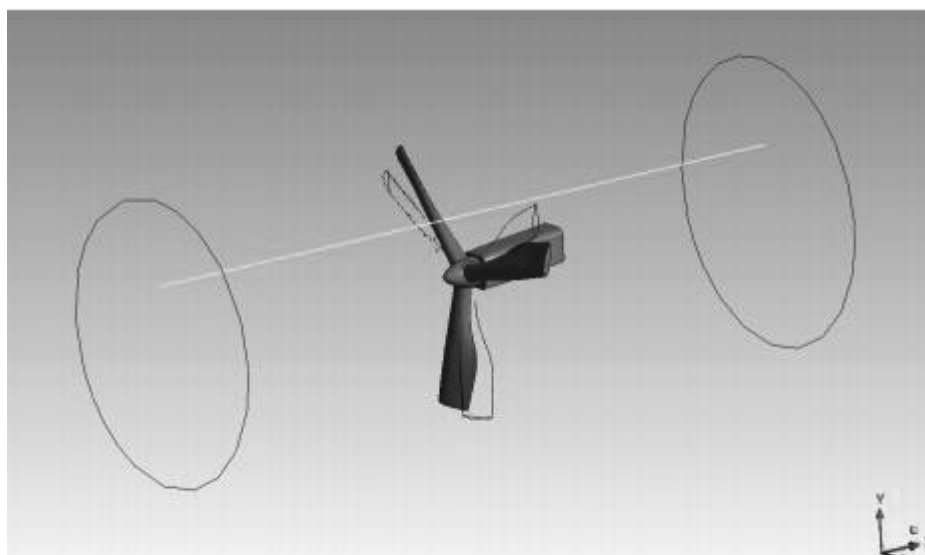


Рисунок 56 – Уровень давления вдоль линии над гондолой

Далее были выполнены продувы модели ещё для двух быстроходностей – 3 и 7. Графики отклонений вдоль оси Z для точки размещения прибора, включая предыдущие результаты, представлены на рисунке 57.

Из них видно, что не в каждом случае имеется установившийся режим. Для оценки в них диапазона углов отклонения необходимо выполнить продув на более длительном временном промежутке для случая с наименее установившимся режимом (Z3V7). Новый результат представлен на рисунке 58.

Новые продувы выполнялись для удлинённого диапазона в 300 с, но на графиках показана усечённая часть первых 60 с. Как показал расчёт, установившийся режим наступает довольно быстро уже после десятой секунды. Во время установившегося режима без определённой периодичности возникают колебания пиков максимальных значений, а также появляются небольшие провалы ниже -30 град. Колебания положительных пиков находятся в пределах от $+67$ до $+75$ град.

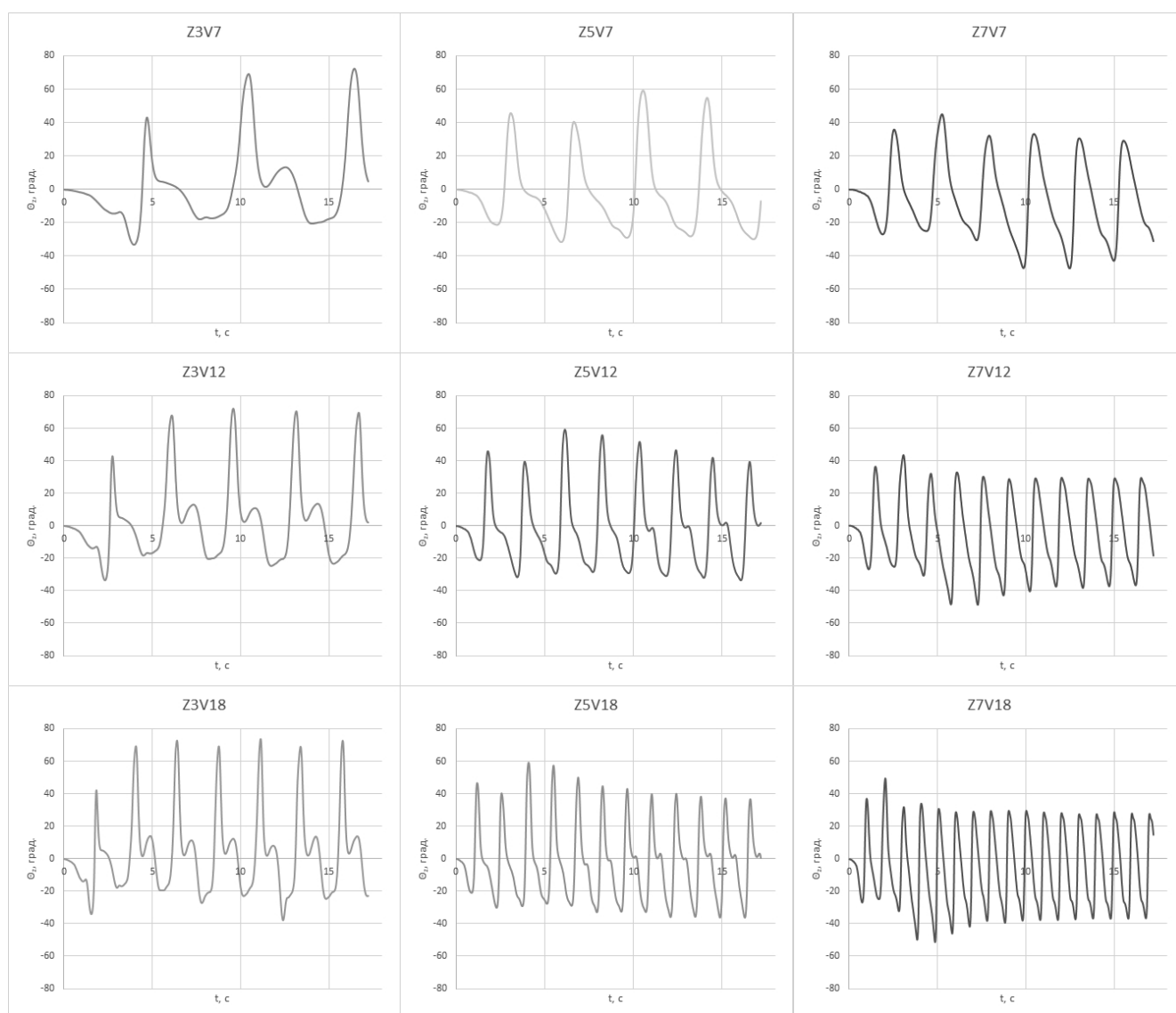


Рисунок 57 – Графики отклонений угла ориентации при различных параметрах

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР

Лист

87

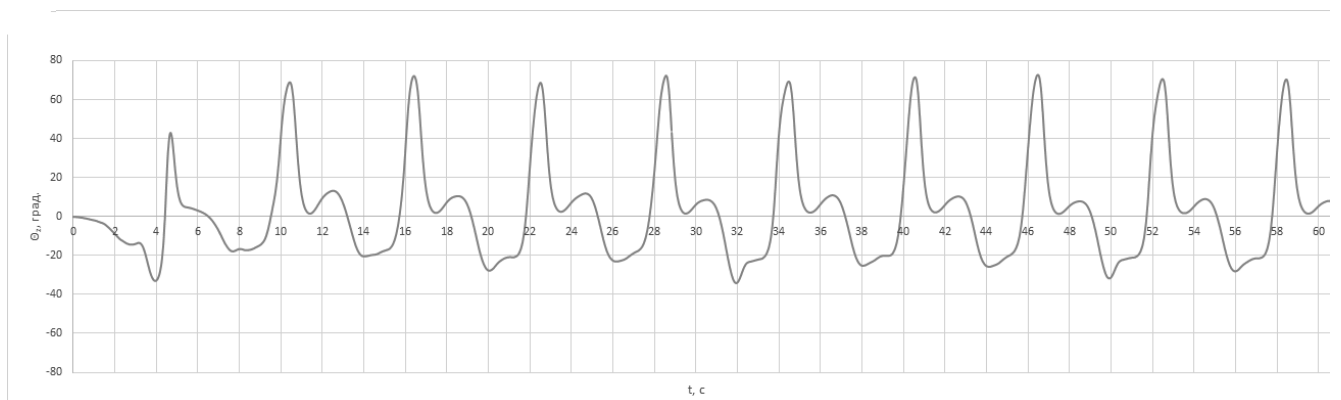


Рисунок 58 – Продув на скорости 7 м/с и быстроходности 3 для удлинённого диапазона

Из рисунка 58 видно, что установившийся режим наступает достаточно быстро, в связи с чем все остальные результаты ближе к 17-й секунде можно считать установившимся режимом или близким к нему.

Для номинального режима ($Z=5$, $V=12$ м/с) также посчитано вероятностное распределение углов отклонения, показанное на рисунке 59 (P – вероятность, %).

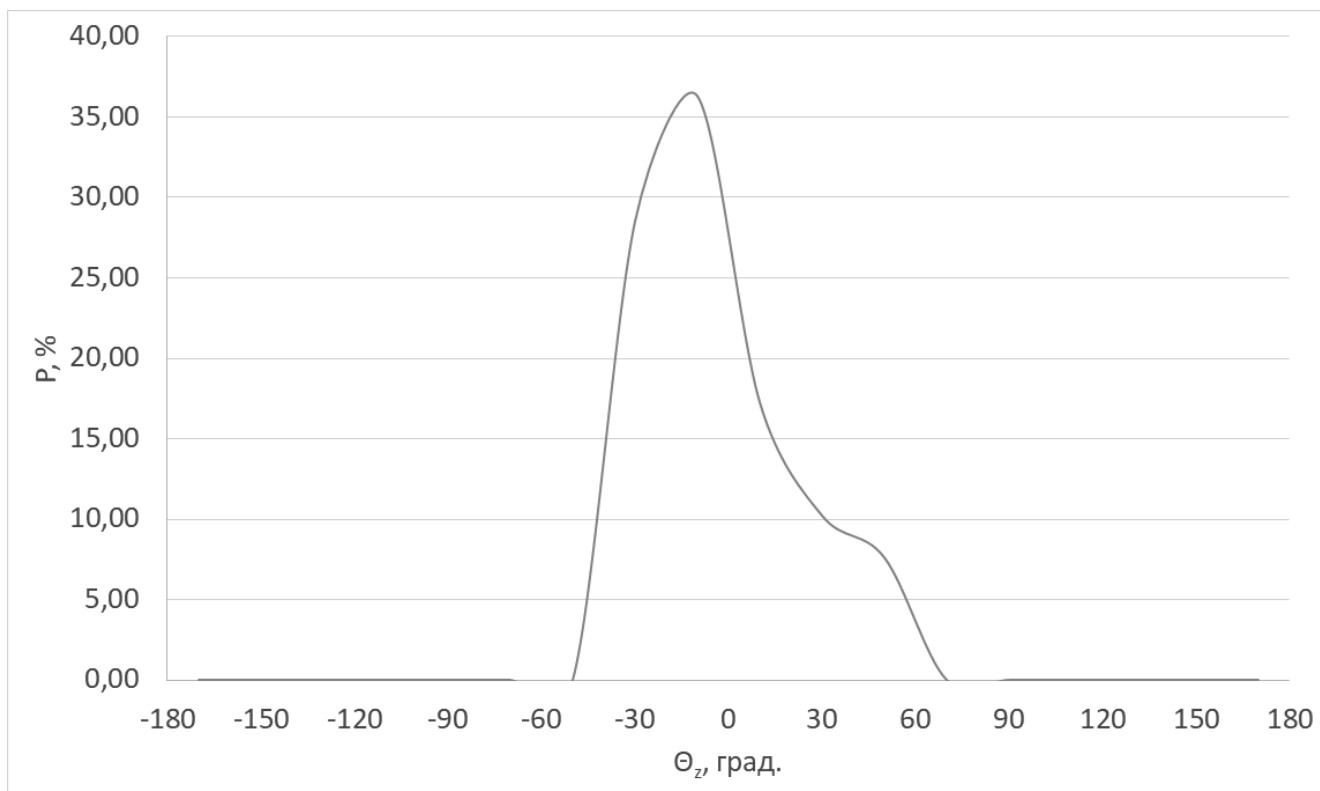


Рисунок 59 – Вероятность появления того или иного угла отклонения в диапазоне расчёта

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Достигнутые результаты: новые знания о путях и методах решения задач. Значимость работы заключается в получении существенных и важных для науки новых знаний, приведённых в работе.

1. Проведён анализ материалов в области изучения рассогласования угла ориентации, в результате которого выявлено, что все без исключения горизонтально-осевые ветроэнергоустановки (ГО ВЭУ) имеют постоянную ошибку угла ориентации в пределах 5...40 градусов. Методы, применяемые для снижения ошибки ориентации, дают корректировку угла до уровня не менее 12 градусов. В среднем недовыработка мощности составляет около 7%. В мировом масштабе, с учётом выработки ветроэлектростанциями около 900 ТВт·ч в год, потери составляют 63 ТВт·ч или при средней стоимости 5 центов за кВт·ч свыше \$3 млрд. в год. Эти данные являются новыми знаниями в области экономики ветроэнергетики.

2. Проведён обзор существующих конструкций ГО ВЭУ, выявлены наиболее распространённые на рынке модификации ВЭУ. Рассмотрен эффект взаимовлияния ВЭУ в составе ветропарка. Обоснован выбор исследуемой модели ГО ВЭУ и выбор программного обеспечения для проведения исследований. Обоснован выбор исследуемого сегмента на гондоле ГО ВЭУ.

3. Построена компьютерная 3D модель исследуемой установки Siemens: SWT-3.6-120. Проведено численное моделирование аэродинамических потоков (продувы) в исследуемом сегменте в пакете Ansys CFX с соответствующим импортом моделей и настройками в стационарном и динамическом режимах. Приведены пошаговые исследования потоков в районе расположения анеморумбометра.

4. Вычислено минимальное расстояние от ступицы (5 метров) и высота анеморумбометра на гондоле (3 метра) для данной модели; этот результат может быть адаптирован к любой без исключения ГО ВЭУ в зависимости от

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>90</i>

геометрических особенностей профиля лопасти. Это один из важнейших результатов исследований, являющийся абсолютно новым в мировом масштабе.

5. Выявлено, что при одной и той же быстроходности картина отклонения потока за вращающимися лопастями не зависит от скорости набегающего потока ветра. Амплитуда (или величина) отклонения угла флюгера анеморумбометра одинакова при переменной скорости потока, если быстроходность постоянна.

Как видно из третьего графика на рисунке 54, ориентировочно после 10-й секунды начинается установившийся режим. В данном случае дифференциальная ошибка находится в диапазоне от -40 до $+40$ град.

Из рисунка 54 можно получить зависимость изменения частоты пульсаций от скорости. Она отличается от экспериментальных значений не более чем на 15%, что свидетельствует о хорошем совпадении математического моделирования параметров пульсации (изменения вектора скорости ветра) для хвостовой части лопасти ветротурбины.

Численные значения отклонений флюгера анеморумбометра могут быть использованы для разработки алгоритма устранения ошибки угла ориентации ротора.

Также делается вывод о том, что модель турбулентности $k-\epsilon$ не предназначена для моделирования больших вихрей, однако результаты получены с хорошей точностью. Для продолжения исследований необходимо оценить возможность получения отклонения вектора скорости ветра за хвостовой частью лопасти по более адаптированным моделям, таким как DES и LES.

					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Erich Hau, Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application,
E
с 2 W
- б 3 Dr. Priyavadan Mamidipudi, Dr. Elizabeth Dakin, Dr. Andrew
HopkinsFrederick C. Belen, Dr. J. Gordon Leishman, Yaw Control. The Forgotten
Controls Problem. URL: <https://ru.scribd.com/document/50776896/EWEA-2011-FosterPaper-Yaw-Control-The-Forgotten-Controls-Problem> (дата обращения:
02.06.2019).
- © 4 Andrew K. Scholbrock, Paul A. Fleming, Lee Jay Fingersh, and Alan D.
Wright, Field Testing LIDAR Based Feed-Forward Controls on the NREL Controls
А
- Р 5 Steven Lang and Eamon McKeogh, LIDAR and SODAR Measurements of
Wind Speed and Direction in Upland Terrain for Wind Energy Purposes. URL:
<http://www.mdpi.com/2072-4292/3/9/1871> (дата обращения: 17.12.2019).
- А 6 Н
- Б 7 У
- А 8 Сравнение стоимости электроэнергии по странам // INFOLINE. Единая
База данных недвижимости Воронежа 2003-2018. URL:
Б
- Р 9 Farret, F.A.; Pfitscher, L.L.; Bernardon, D.P. A heuristic algorithm for
Sensorless power maximization applied to small asynchronous wind turbogenerators. In
Proceedings of the 2000 IEEE International Symposium on Industrial Electronics,
Wholula, Puebla, Mexico, 4–8 December 2000; Volume 1, pp. 179–184.
- © 10 Farret, F.A., Pfitscher, L.L., Bernardon, D.P. Active yaw control with
Sensorless wind speed and direction measurements for horizontal axis wind turbines.
Proceedings of the 2000 Third IEEE International Caracas Conference on Devices,
Circuits and Systems, Cancun, Mexico, 15–17 March 2000; Volume 25, pp. 1–6.

					13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		92

11 Farret, F.A.; Pfitscher, L.L.; Bernardon, D.P. Sensorless active yaw control for wind turbines. Proceedings of the 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Denver, CO, USA, 29 November–2 December 2001; Volume 2, pp. 1370–1375.

12 Roohollah, F.; Gerry, M.; Mehrdad, M. The impact of tower shadow, yaw error, and wind shears on power quality in a wind-diesel system. IEEE Trans. Energy Convers. 2009, 24, 102–111.

13 K

14 Ribrant, J.; Bertling, L. Survey of failures in wind power systems with focus on Swedish wind power plants during 1997–2005. IEEE Trans. Energy Convers. 2007, 22, 167–173.

15 Cristian, B. Modeling Lifetime of high power IGBTs in wind power applications—An overview. In Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Gdansk, Poland, 27–30 June 2011; pp. 1408–1413.

16 Dale, S.L.D.; Peter, W.L. Simulation model of wind turbine 3p torque oscillations due to wind shear and tower shadow. IEEE Trans. Energy Convers. 2006, 21, 717–724.

17 Fu-qing Chen, Jin-ming Yang, Fuzzy PID controller used in yaw system of Wind Turbine. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5228644/>.

18 Roohollah Fadaeinedjad, Gerry Moschopoulos, Mehrdad Moallem, The Impact of Tower Shadow, Yaw Error, and Wind Shears on Power Quality in a Wind–Diesel System. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4760263/> (дата обращения: 17.12.2019).

19 Hamid Shariatpanah, Roohollah Fadaeinedjad, Masood Rashidinejad, A New Model for PMSG-Based Wind Turbine With Yaw Control. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6615948/> (дата обращения: 17.12.2019).

20 P.M.O.Gebraad, F.W. Teeuwisse, J.W. van Wingerden, P. A. Fleming, S.D.Ruben, J. R. Marden, L.Y.Pao, A data-driven model for wind plant power

И					13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

optimization by yaw control. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6859118/> (дата обращения: 12.12.2019).

21 P.A.Fleming, P.M.O.Gebraad, M.J.Churchfield, J.W.van Wingerden, A.K.Scholbrock, P.J.Moriarty, Using particle filters to track wind turbine wakes for improved wind plant controls. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6859225/> (дата обращения: 12.12.2019).

22 F.A.Farret, L.L.Pfitscher, D.P.Bernardon, Sensorless active yaw control for wind turbines. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/975981/> (дата обращения: 12.12.2019).

23 N.S.Moskalenko, K.Rudion, Z.A.Styczynski, Wind farm operation planning using optimal yaw angle pattern (OYAP). URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6019354/> (дата обращения: 15.02.2020).

24 Nikola Hure, Robi Turnar, Mario Vašak, Goran Benčić, Optimal wind turbine yaw control supported with very short-term wind predictions. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7125129/> (дата обращения: 18.02.2020).

25 J.Whalen, C.G.Anderson, R.Bareiss, S.Wagner, An experimental and numerical study of the effects of yaw misalignment on the performance of a horizontal axis wind turbine. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6019354/> (дата обращения: 15.02.2020).

26 Scott J. Schreck, Michael C. Robinson, Horizontal Axis Wind Turbine Blade Aerodynamics in Experiments and Modeling. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4106016/> (дата обращения: 12.12.2019).

27 Строительство ветропарков в РФ // Российская ассоциация ветроиндустрии. URL: <https://rawi.ru/ru/windfarms/> (дата обращения: 22.05.2020).

28 James Payne Court. Yaw Control: The Forgotten Controls Problem. 2011 Catch the Wind, Inc. URL: <https://ru.scribd.com/document/50776896/EWEA-2011-Poster-Paper-Yaw-Control-The-Forgotten-Controls-Problem> (дата обращения: 29.02.2020).

29 Risø National Laboratory, TF Pederson, et al, Wind Turbine Power Performance Verification in Complex Terrain and Wind Farms (RISO-R-1330).

u
d

у					<i>13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

о

30 NREL Technical Report, Unsteady Aerodynamics Experiment Phase VI: Wind Tunnel Test Configurations and Available Data Campaigns, M.M. Hand, D.A. Simms, L.J. Fingersh, D.W. Jager, J.R. Cotrell, S. Schreck, and S.M. Larwoo, December, 2001 (NREL/TP-500-29955).

31 Kyle Patrick Bassett, Rupp Carriveau, David S-K Ting. Vibration response of a 2.3 MW wind turbine to yaw motion and shut down events. November 2011. Wind Energy 14(8):939 – 952. 2011 John Wiley & Sons, Ltd. DOI: 10.1002/we.457. URL: https://www.researchgate.net/publication/230546740_Vibration_response_of_a_23_MW_wind_turbine_to_yaw_motion_and_shut_down_events (дата обращения: 29.02.2020).

32 Feifei Bu, Wenxin Huang, Yuwen Hu, Yunqing Xu, Kai Shi. Qianshuang Wang Study and implementation of a control algorithm for wind turbine yaw control system. IEEE 2009 World Non-Grid Connected Wind Power and Energy Conference 24-26

33 Jeong, M.S.; Kim, S.W.; Lee, I.; Yoo, Y.J.; Park, Y.C. The impact of yaw error on aeroelastic characteristics of a horizontal axis wind turbine blade. Renew. Energy 2013, 60, 256–268.

34 Troels Friis Pedersen, Julia Gottschall, Jesper Runge Kristoffersen, Jan-Åke Jørgensen

35 Andrew Scholbrock, Paul Fleming, Alan Wright, C. Slinger, J. Medley, and M. Harris. Field test results from lidar measured yaw control for improved yaw alignment with the NREL Controls Advanced Research Turbine. National Renewable Energy Laboratory. January 5–9, 2015. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63202.pdf> (дата обращения: 05.03.2020).

36 Kragh, K. A. and Fleming, P. A., “Rotor Speed Dependent Yaw Control of Wind Turbines Based on Empirical Data,” Proceedings of the 51st AIAA Aerospace Sciences Meetings and Exhibit, American Institute of Aeronautics and Astronautics, Nashville, TN, 2012.

37 W

W

Е					13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР	Лист
А				95		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Е

38 Анализ итогов работы // FTI Consulting EMEA. URL:

39 Топ-10 производителей ветротурбин в 2017 году. Обзор // Российская ассоциация ветроиндустрии. URL: <https://rawi.ru/ru/top-10-proizvoditeley->

40 Предприятие компании // Vestas. URL: <https://www.vestas.com/en/energy->
(дата обращения: 06.03.2020).

41 Тип лопастей // SPARES IN MOTION. URL:

h

t

42 П

p

43 Friis Pedersen, Troels, Gjerding, S., Enevoldsen, P., Hansen, J.K., Jørgensen,

h

ф

44 B. Smith and H. Link, G. Randall and T. McCoy, Applicability of Nacelle

h

w

45 Alfredo Peña, C. B. Hasager, C. B. Hasager, Sven-Erik Gryning, Sven-Erik Gryning et al. Offshore wind profiling using LiDAR measurements. Department of Geography and Geology, University of Copenhagen, Denmark.

h

h

46 A. Mesemanolis, C. Mademlis, I. Kioskeridis, A fuzzy-logic based control strategy for maximum efficiency of a Wind Energy Conversion System. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6264586/> (дата обращения: 22.05.2020).

d

47 Shuting Wan, Lifeng Cheng and Xiaoling Sheng, Effects of Yaw Error on

h

r

h

h

48 Madsen, H.A.; Srensen, N.N.; Schreck, S. Yaw aerodynamics analyzed with three codes in comparison with experiment. In Proceedings of the 41st Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, Reno, NV, USA, 6–9 January 2003; pp. 94–103

h

h

h

49 Jelavic, M.; Petrovic, V.; Peric, N. Estimation based individual pitch control of wind turbine. AUTOMATIKA J. Control Meas. Electron. Comput. Commun. 2010, 51, 181–192

m

h

р					13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

h

50 Andrew Scholbrock, Paul Fleming, Alan Wright, C. Slinger, J. Medley, and M. Harris. Field test results from lidar measured yaw control for improved yaw alignment with the NREL Controls Advanced Research Turbine. National Renewable Energy Laboratory. January 5–9, 2015. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63202.pdf> (дата обращения: 22.05.2020).

51 Wilcox D.C, (1994) Turbulence Modeling for CFD. DCW Industries, Inc. La Canada, California, p 460

52 Chung T. J. (2002) Computational fluid dynamics. Cambridge University Press, London, p 1012

53 Yakhot V, Orszag S.A, (1986) Renormalization group analysis of turbulence - I

54 Теория пограничного слоя. Шлихтинг Г., перев. с немецкого, Главная редакция физико-математической литературы издательства «Наука», Москва, 1974.

55 Таблица плотности воздуха // Центр проектирования. URL: [дата обращения 20.05.2020](#)).

s

56 Физические свойства воздуха: плотность, вязкость, удельная

57 СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т. И. Парубочая, Н. В. Сырейщикова, В. И. Гузеев, Л. В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 56 с.

о

м

у

о

с

Computing J Mod 1:1–51

ь

Т

h					13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

г