

Оценка несущей способности опорных конструкций
арктической ветроэнергетической установки на основе
аэросервоупругого моделирования

Иван Владимирович Ригель, Виктор Васильевич Елистратов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ);
г. Санкт-Петербург, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Ветроэнергетика играет ключевую роль в развитии возобновляемых источников энергии, особенно в удаленных районах Арктики с автономными энергосистемами. Обеспечение надежности и долговечности опорных конструкций ветроэнергетических установок (ВЭУ) в арктической зоне Российской Федерации является важной научно-технической задачей. Уникальные климатические условия, включающие низкую температуру, сильные ветровые нагрузки, снег и обледенение, значительно усложняют проектирование таких объектов. Цель исследования — разработка комплексной методики аэросервоупругого моделирования ВЭУ для оценки несущей способности опорных конструкций и оптимизации несущей конструктивной системы ВЭУ.

Материалы и методы. На примере ВЭУ мощностью 100 кВт высотой 30 м используется импульсно-лопастный анализ и аэросервоупругое моделирование в программном комплексе (ПК) QBlade, для расчета напряженно-деформированного состояния несущей конструктивной системы применяется конечно-элементный ПК FEA NX. Рассмотрены расчетные режимы работы ВЭУ с различными условиями ветра и обледенения. Моделирование охватывает как рабочее, так и экстремальные режимы эксплуатации, включая анализ динамических нагрузок и влияние резонансных эффектов.

Результаты. Разработана методика аэросервоупругого моделирования, позволяющая учитывать сложные эксплуатационные и климатические воздействия на элементы ВЭУ. Определены нагрузки на элементы ВЭУ, в том числе в различных режимах работы и при обледенении ветроколеса, выявлены их экстремальные сочетания. Выполнен анализ прочности и устойчивости опорных конструкций. Предложены конструктивные мероприятия для повышения несущей способности конструктивной системы. Сформулированы рекомендации по дальнейшей оптимизации конструкции ВЭУ для эксплуатации в арктических условиях.

Выводы. Методика позволяет учитывать климатические факторы Арктики для оценки несущей способности опорных конструкций ВЭУ. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании арктических ВЭУ класса S, а также при разработке методических рекомендаций по расчету ветроэнергетических установок, для повышения надежности и эффективности конструкций ВЭУ, используемых в арктической зоне РФ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ветроэнергетическая установка (ВЭУ), опорные конструкции, конструктивная система, башня, аэросервоупругое моделирование, арктическая зона, обледенение, напряженно-деформированное состояние (НДС)

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 25-29-00497 (URL: <https://rscf.ru/project/25-29-00497/>). Авторы выражают благодарность анонимным рецензентам и редакции журнала.

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: Ригель И.В., Елистратов В.В. Оценка несущей способности опорных конструкций арктической ветроэнергетической установки на основе аэросервоупругого моделирования // Вестник МГСУ. 2025. Т. 20. Вып. 7. С. 1030–1050. DOI: 10.22227/1997-0935.2025.7.1030-1050

Автор, ответственный за переписку: Иван Владимирович Ригель, ivan.rigel@yandex.ru.

Support structure strength assessment based on aeroservoelastic
modelling of an Arctic wind turbine

Ivan V. Rigel, Viktor V. Elistratov

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU); St. Petersburg, Russian Federation

ABSTRACT

Introduction. Wind energy plays a key role in the development of renewable energy sources, especially in remote areas of the Arctic with autonomous power systems. Ensuring the reliability and durability of wind turbine supporting structures in the Arctic zone of the Russian Federation is an important scientific and technical task. Unique climatic conditions including low temperature, strong wind loads, snow and icing considerably complicate the design of such facilities. The purpose of the study is to develop a comprehensive methodology of aeroservoelastic modelling of wind turbines to assess the load-bearing capacity of supporting structures and to optimize the load-bearing structural system of wind turbines.

Materials and methods. A 100 kW wind turbine with a height of 30 is considered as an example. Blade element momentum analysis and aeroservoelastic modelling in the QBlade software are used, and the finite-element software FEA NX is used to calculate the stress-strain state of the supporting structural system. The design wind turbine operation modes with different wind and icing conditions are considered. Modelling covers normal and extreme modes, including analysis of dynamic loads and the influence of resonance effects.

Results. A methodology of aeroservoelastic modelling has been developed, which makes it possible to consider complex operational and climatic effects on the elements of wind turbines. The loads on the wind turbine elements in different operating modes and with rotor icing are determined, their extreme combinations are revealed. Strength and stability analysis of support structures is performed. Structural measures are proposed to increase structural system load-bearing capacity. Recommendations on further optimization of wind turbine design for operation in the Arctic conditions are prepared.

Conclusions. The methodology allows considering the climatic factors of the Arctic to assess the load-bearing capacity of wind turbine support structures. The results obtained can be used in the design of S-class Arctic wind turbines, as well as in the development of methodological recommendations for the calculation of wind turbines, to improve the reliability and efficiency of wind turbine designs used in the Arctic zone of the Russian Federation.

KEYWORDS: wind turbine, support structures, structural system, tower, aeroservoelastic modelling, Arctic zone, icing, stress-strain state

Acknowledgements. The research was supported by the Russian Science Foundation grant No. 25-29-00497 (URL: <https://rscf.ru/project/25-29-00497/>). The authors would like to thank the anonymous reviewers and the editorial board of the journal.

FOR CITATION: Rigel I.V., Elistratov V.V. Support structure strength assessment based on aeroservoelastic modelling of an Arctic wind turbine. *Vestnik MGSU* [Monthly Journal on Construction and Architecture]. 2025; 20(7):1030-1050. DOI: 10.22227/1997-0935.2025.7.1030-1050 (rus.).

Corresponding author: Ivan V. Rigel, ivan.rigel@yandex.ru.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время происходит значительное переосмысление стратегических принципов развития энергетики. Сложилось устойчивое понимание, что экономическое развитие общества должно быть экологически безопасным и энергетически независимым. Ветроэнергетика вместе с солнечной генерацией находятся в авангарде этих преобразований: согласно данным Международного энергетического агентства (IEA), ожидается, что их совокупная доля вырастет до 18 % в 2025 г. по сравнению со всего 4 % десятилетием ранее. Прогнозируется, что годовой прирост генерации на основе возобновляемых источников энергии в 2025 г. более чем в два раза превысит среднегодовой рост производства в 2019–2023 гг., а общий объем производства энергии превзойдет мощности угольной генерации в мировом энергетическом балансе и будет эквивалентен общему спросу на электроэнергию Франции и Италии вместе взятых¹. Одной из наиболее перспективных областей для использования энергии ветра являются изолированные энергосистемы северных регионов [1]. Ключевое сооружение объектов генерации на основе энергии ветра — ветроэнергетические установки (ВЭУ), работающие в составе ветроэлектростанций (ВЭС) и ветродизельных энергокомплексов (ВДЭК).

Эксплуатация ВЭУ в арктической зоне связана с климатическими факторами, которые предъявляют повышенные требования к надежности их конструкций. Главные климатические воздействия включают низкие температуры, сильные ветровые нагрузки, обледенение, снеговые нагрузки, сезонное оттаивание основания и деградацию многолетней

мерзлоты. Эти факторы существенно усложняют эксплуатацию, снижают выработку электроэнергии и сокращают срок службы сооружения, если конструктивные решения и материалы не адаптированы к экстремальным условиям.

Низкие температуры (до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже) приводят к снижению пластичности и ударной вязкости конструкционных материалов, что повышает риск хрупких разрушений. Обледенение не только увеличивает нагрузку на элементы ВЭУ, но и снижает эффективность генерации энергии за счет изменения аэродинамических характеристик лопастей. Турбулентность ветра в Арктике может иметь более выраженный и нерегулярный характер из-за особенностей ландшафта и температурных градиентов, что вызывает необходимость учета повышенных динамических нагрузок. Снеговые и гололедные нагрузки могут увеличивать статическое и динамическое воздействие на опорные конструкции в процессе эксплуатации ВЭУ, а также нарушать баланс ротора и гондолы, создавая дополнительные усилия в механических узлах. Изменяющиеся геокриологические условия, такие как промерзание и оттаивание сезонно-талого слоя, а также деградация многолетнемерзлого грунта (ММГ) приводят к изменению жесткости закрепления опорных конструкций и дополнительному риску возникновения резонанса, чрезмерных динамических нагрузок [2] и потери устойчивости несущей конструктивной системы.

Специфика эксплуатации ВЭУ требует комплексного подхода к проектированию, включающего этап аэросервоупругого моделирования. Данный подход предполагает совместное моделирование аэродинамических воздействий (аэро-), алгоритмов

¹ Electricity Mid-Year Update. International Energy Agency. 2024. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/234d0d22-6f5b-4dc4-9f08-2485f0c5ec24/ElectricityMid-YearUpdate_July2024.pdf

системы автоматизированного управления (серво-) и напряженно-деформированных состояний (НДС) конструктивных элементов (упругость). Несмотря на значительный прогресс в области проектирования ВЭУ, учет особенностей арктических условий при использовании аэросервоупругого моделирования для оценки их надежности и долговечности остается недостаточно разработанной темой, большинство имеющихся исследований сосредоточено на нормальных эксплуатационных условиях, которые не учитывают специфику низких температур, обледенения, снеговых нагрузок, характерных для Арктики.

Помимо ВЭУ стандартных классов (IA–IIIС), существуют ВЭУ особого класса (S) арктического исполнения, однако условия арктической зоны РФ не позволяют использовать их без дополнительного обоснования и адаптации [3]. Это приводит к необходимости адаптации и развития современных методов анализа для проектирования ВЭУ, предназначенных для эксплуатации в российской Арктике, в целях разработки уникальных арктических ВЭУ класса S, устойчивых к более суровым условиям, а также обоснования возможности применения существующих решений на конкретной площадке строительства.

Большое внимание в исследованиях арктических ВЭУ уделяется проблеме обледенения конструктивных элементов. Отдельные исследования рассматривают влияние обледенения на лопасти ВЭУ [4–6], но они редко интегрируют аэродинамические, управляющие воздействия и деформирование элементов в единый подход, а также сосредоточены на анализе изменения энергетических параметров ветроагрегата и в них не уделяется внимание дополнительным нагрузкам на несущие конструкции ВЭУ. Подобный комплексный подход использован в работе [7], где на примере небольшой двухлопастной экспериментальной ВЭУ разработки NREL моделируется обледенение и его влияние на нагрузки и усилия в башне и лопастях. Вопросы влияния повышенной плотности воздуха, снегонакопления на гондоле остаются вне поля зрения большинства научных работ. Отсутствие комплексных исследований, учитывающих вышеперечисленные факторы, затрудняет разработку адаптированных конструктивных решений и снижает точность оценки несущей способности конструкций ВЭУ в арктических условиях. Решение этой проблемы потенциально повысит надежность и экономическую эффективность ВЭУ, применяемых в экстремальных условиях арктической зоны РФ.

Универсальный подход для решения указанной проблемы — использование методов аэросервоупругого моделирования, позволяющего учитывать природно-климатические характеристики арктического региона для исследования НДС несущей конструктивной системы ВЭУ.

Примеров применения аэросервоупругого моделирования ВЭУ в отечественной научной литературе не найдено, имеются исследования с использованием методов вычислительной гидрогазодинамики (computational fluid dynamics — CFD) для моделирования лопастей, ВЭУ, ветроколес [1, 8–10], а также методов механики деформируемого тела для расчета конструктивных элементов [1, 11, 12]. В данных работах отсутствует комплексный подход по учету динамических нагрузок от ветроколеса, работающего в турбулентном ветровом потоке. Известны публикации [13, 14], использующие методы совместного моделирования аэродинамики и аэроупругости (CFD + fluid structure interaction — FSI), однако эти подходы требуют значительных вычислительных ресурсов и времени, что затрудняет их применение в условиях комплексного многосценарного анализа ВЭУ.

В зарубежной практике, как правило, в основе аэросервоупругого моделирования ВЭУ лежит импульсно-лопастный метод (BEM) [15, 16], который реализован в специализированных программных комплексах (ПК), таких как QBlade, OpenFAST [17–20]. Этот метод дает возможность моделировать различные эксплуатационные режимы, определять энергетические характеристики, анализировать выработку энергии во временной области и НДС элементов конструкции. Основой данного подхода служит создание цифрового прототипа ВЭУ, включающего математическое описание аэродинамических, деформационных и массогабаритных параметров элементов, который подвергается виртуальным испытаниям.

Использование аэросервоупругого моделирования регламентировано международным стандартом IEC 61400, в котором указывается необходимость динамического моделирования с учетом всех указанных выше параметров, однако в нем отсутствуют методы учета специфических факторов северных регионов, таких как снеговые нагрузки, изменения плотности и влажности воздуха при низких температурах. В последней редакции IEC 61400 добавлены приложения, регламентирующие методы определения дополнительной массы и ухудшения аэродинамических характеристик лопастей из-за обледенения. В этой области активно ведутся исследования, включая моделирование процессов обледенения с помощью методов CFD и их влияние на работу ВЭУ, а также поиск путей интеграции эффектов, связанных с обледенением, в аэросервоупругое моделирование [4–7].

С целью расчетов НДС конструктивных элементов ВЭУ с учетом результатов аэросервоупругого моделирования могут быть применены специализированные ПК для моделирования механики деформируемого твердого тела, такие как ANSYS Mechanical, Abaqus, SAP2000 и др. [1, 2, 11, 12, 21–23].

Несмотря на активное развитие методов аэросервоупругого моделирования в мировой практике проектирования ВЭУ, существующие подходы не адаптированы к экстремальным климатическим условиям Арктики. Отсутствуют исследования, которые бы объединяли эксплуатационные и особые климатические факторы арктической зоны в рамках единой методики, позволяющей повысить точность расчетов конструкций ВЭУ.

Цель исследования — разработка системного подхода, который объединял бы аэросервоупругое моделирование и расчет несущих конструкций ВЭУ в комплексную взаимосвязанную методику. Данная методика позволит учесть турбулентность ветра, снеговые, гололедные, температурные, эксплуатационные воздействия для оценки прочности и обоснования несущей способности конструктивной системы ВЭУ арктического класса. Для этого предлагается внедрение моделей учета низких температур, снеговых воздействий и обледенения при проектировании ВЭУ, анализ их влияния на экстремальные нагрузки и усилия в опорных конструкциях ВЭУ для повышения точности моделирования несущей конструктивной системы.

Для достижения цели решаются следующие задачи:

- разработка модели ветроколеса на основе импульсно-лопастного метода для формирования и анализа статических и динамических нагрузок на ступицу ветроагрегата в различных режимах работы с учетом арктических условий;
- разработка цифровой модели арктической ВЭУ, проведение нестационарного аэросервоупругого моделирования для определения экстремальных нагрузок на несущую конструктивную систему в различных расчетных ситуациях;
- уточненное моделирование НДС несущей конструктивной системы ВЭУ, оценка прочности и местной устойчивости элементов.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В работе рассмотрена ВЭУ мощностью 100 кВт высотой 30 м с оптимизированной формой лопасти, разработанной СПбПУ для эксплуатации в арктических условиях [8]. Длина лопасти — 12 м, размеры гондолы — $2 \times 1,3 \times 1,5$ м.

Несущая конструктивная система ВЭУ изготовлена из стали С355, включает стальную трубчатую конусную башню и конструкцию ростверка с трехточечным опиранием для передачи нагрузок на основание. Верхний диаметр башни — 1 м, диаметр нижнего сечения — 2 м, толщина стенки — 10 мм. Ростверк состоит из опорного элемента диаметром 2 м с толщиной стенки 30 мм, балок длиной 7 м с коробчатым сечением размерами 1000×320 мм, выполненных

из горизонтальных пластин толщиной 40 мм и вертикальных пластин толщиной 30 мм. Ростверк высокий, для строительства на ММГ по I принципу, балки ростверка опираются на буроопускные стальные круглые сваи сечением 426×8 мм. Глубина сезонного слоя — 1,6 м.

Схема исследуемой ВЭУ приведена на рис. 1, параметры режимов работы представлены в табл. 1.

Для реализации системного подхода при исследовании ВЭУ предлагается методика, включающая анализ нагрузок на ступицу на основе импульсно-лопастного метода, аэросервоупругое моделирование и уточненное моделирование опорных конструкций ВЭУ. Блок-схема (последовательность этапов) предлагаемой методики приведена на рис. 2.

С целью реализации методики формируется блок исходных сведений, включающий конструктивно-компоновочные параметры и параметры режимов работы ветроагрегата, а также природно-климатические характеристики места строительства. Климатические условия учитываются путем использования параметров плотности и вязкости воздуха для экстремальной отрицательной температуры, а также максимальной высоты снегового покрова на поверхности гондолы, полученных на основе метеорологических данных².

В блоке 1 для анализа нагрузок на элементы ВЭУ используется импульсно-лопастный метод (BEM). Этот метод выбран в связи с возможностью экспресс-оценки нагрузок на элементы ветроагрегата во всем диапазоне режимов работы ВЭУ. Метод объединяет теорию воздушного винта и теорию элемента лопасти, что позволяет оценить нагрузки на ветроколесо на основе аэродинамических характеристик участков лопастей с учетом законов сохранения массы и импульса ветрового потока посредством итеративного поиска решения.

В методе BEM для каждого участка лопасти рассчитывается подъемная сила L и сила сопротивления D профиля лопасти:

$$L = C_L \frac{\rho V^2}{2} c; \quad (1)$$

$$D = C_D \frac{\rho V^2}{2} c, \quad (2)$$

где L , D — подъемная сила и сила лобового сопротивления профиля, Н/м; C_L , C_D — коэффициенты подъемной силы и сопротивления; ρ — плотность воздуха, кг/м³; V — скорость ветра, м/с; c — длина хорды лопасти, м.

Схема сил, действующих на элемент лопасти, показана на рис. 3.

Существенное значение при расчете характеристик профиля имеет возможность обледенения,

² Специализированные массивы гидрометеорологических данных // ФГБУ «ВНИИГМИ-МЦД». 2025. URL: <http://meteo.ru/dataMidas> FEA NX // Midas. URL: <https://midasoft.ru/products/midas-fea-nx/>

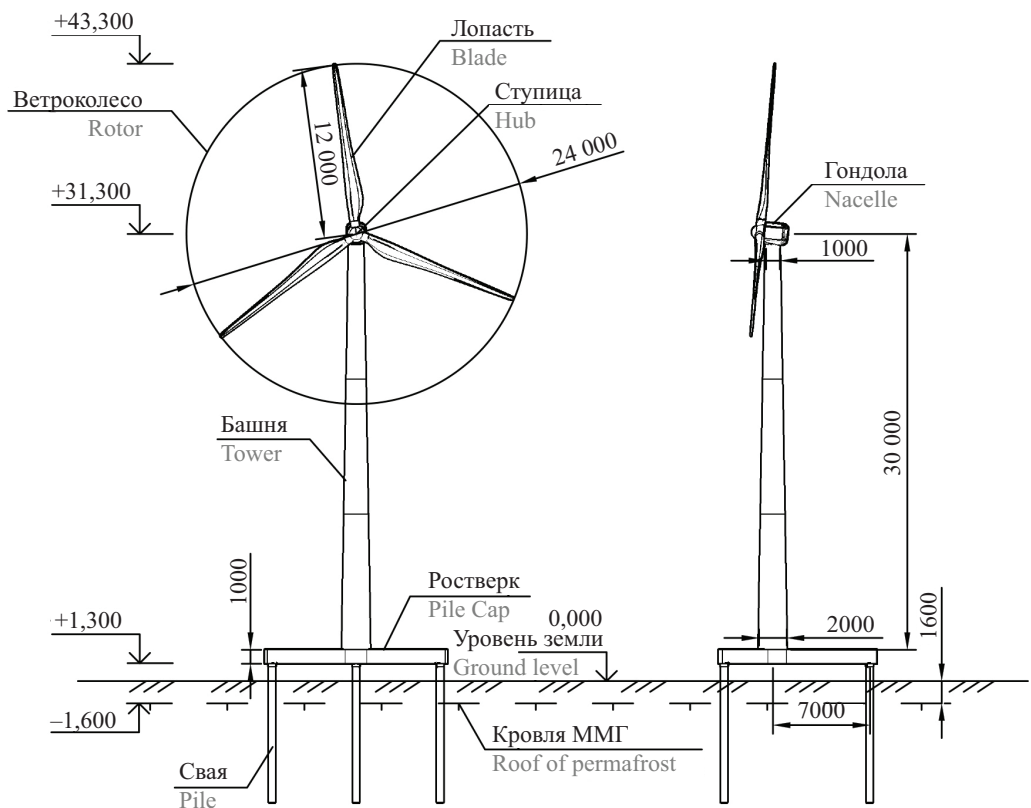


Рис. 1. Схема исследуемой ВЭУ
Fig. 1. Scheme of the investigated wind turbine

Табл. 1. Параметры режимов работы ВЭУ
Table 1. Parameters of wind turbine operation modes

Номинальная скорость ветра V_r Rated wind speed V_r	8 м/с / m/s
Номинальная быстроходность λ_r Rated tip speed ratio λ_r	8
Частота вращения ротора Rotor rotational speed	Переменная от 0 до 75 об/мин Variable from 0 to 75 rpm
Номинальная мощность ВЭУ P_r Rated power of wind turbine P_r	100 кВт / kW
Рабочий диапазон скоростей ветра $V_{in}-V_{out}$ Operating wind speed range $V_{in}-V_{out}$	2–25 м/с / m/s
Ориентация на ветер (рыскание) Orientation to the wind (yaw)	Активная, против ветра Active, upwind
Регулирование мощности Power control	Активное, поворотом лопастей (pitch-контроль) Active, by rotating the blades (pitch control)
Управление при экстремальной скорости ветра Control at extreme wind speeds	Останов ротора, флюгерное положение лопастей Rotor stop, vane position of blades

при котором ухудшаются аэродинамические характеристики C_L , C_D и добавляется масса льда по длине лопасти. Согласно рекомендациям международного стандарта ИЕС 64100–1, рассматриваются два варианта обледенения — равномерное обледенение всех лопастей и обледенение двух лопастей, вызывающее массовый и аэродинамический дисбаланс ротора.

Ухудшение аэродинамических характеристик профиля лопасти (снижение коэффициента подъемной силы C_L , увеличение коэффициента лобового сопротивления C_D) рассчитывается по формулам (3), (4) в диапазоне углов атаки α от -2° до угла атаки, обеспечивающего максимальную подъемную силу, и экстраполируется на 360° методом Монтгомери [24]. Значения аэродинамических коэффициентов для

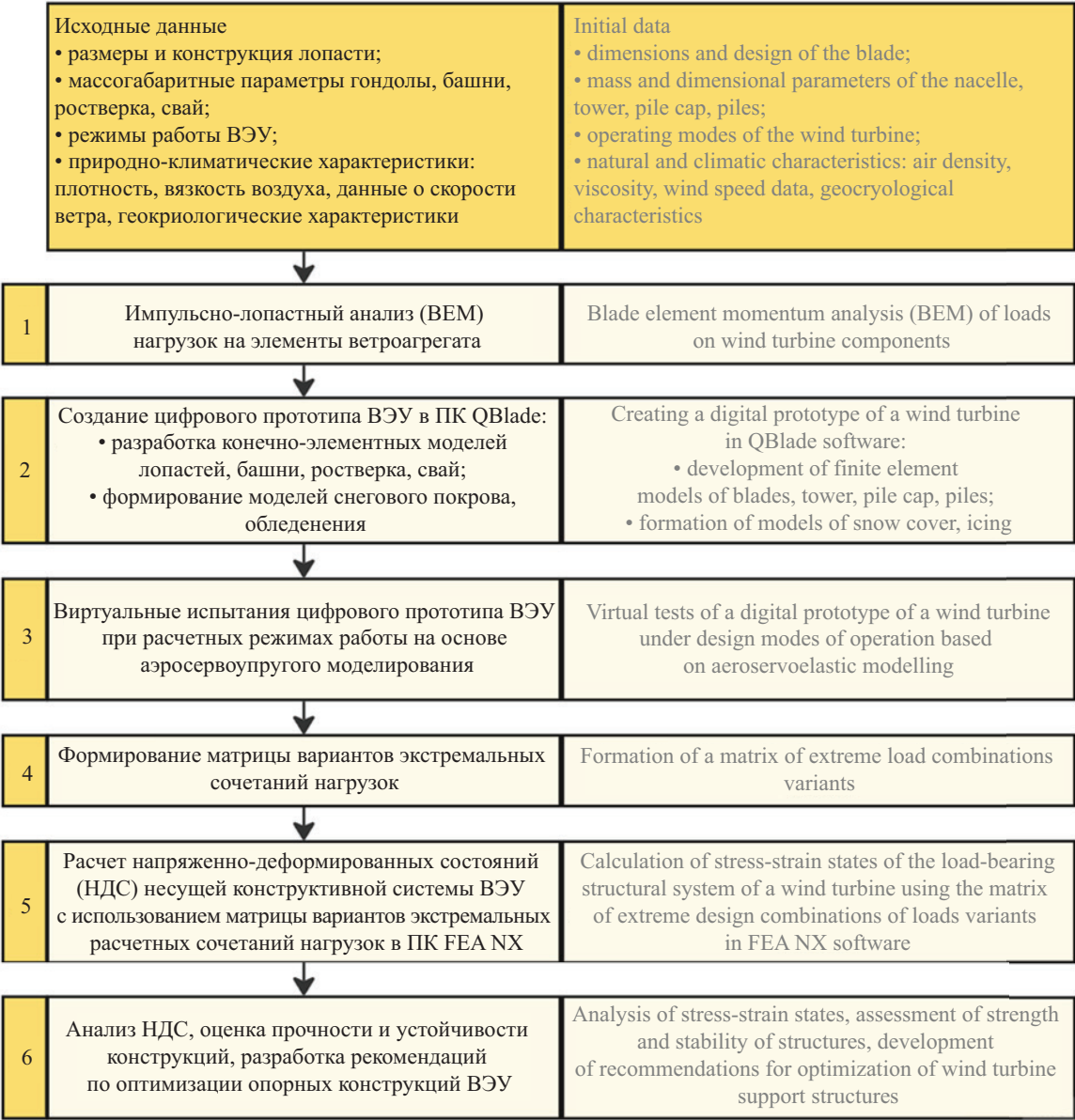


Рис. 2. Блок-схема методики исследования

Fig. 2. Block diagram of the research methodology

профиля в среднем сечении лопасти показаны на рис. 4:

$$C_{L,iced}(\alpha) = (-0,0014\alpha^2 - 0,0017\alpha + 0,9509) \cdot C_L(\alpha);$$

(3)

$$C_{D,iced}(\alpha) = (-0,019\alpha^2 + 3,115) \cdot C_D(\alpha).$$

(4)

Для расчета массы льда и ее распределения по длине лопасти используется формула (5). Соответствующее распределение массы льда по длине лопасти представлено на рис. 5:

$$M(r) = A \cdot c_{85\%} \cdot r,$$

(5)

где M — распределение массы на передней кромке лопасти ветроколеса, кг/м; A — 0,125 кг/м³; $c_{85\%}$ —

длина хорды на 85 % радиуса ветроколеса, м; r — радиальное положение от оси ветроколеса, м.

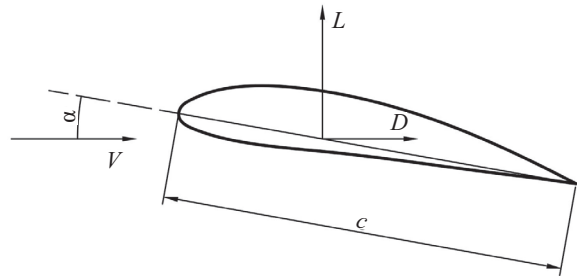


Рис. 3. Схема сил, действующих на элемент лопасти

Fig. 3. Scheme of forces acting on the blade element

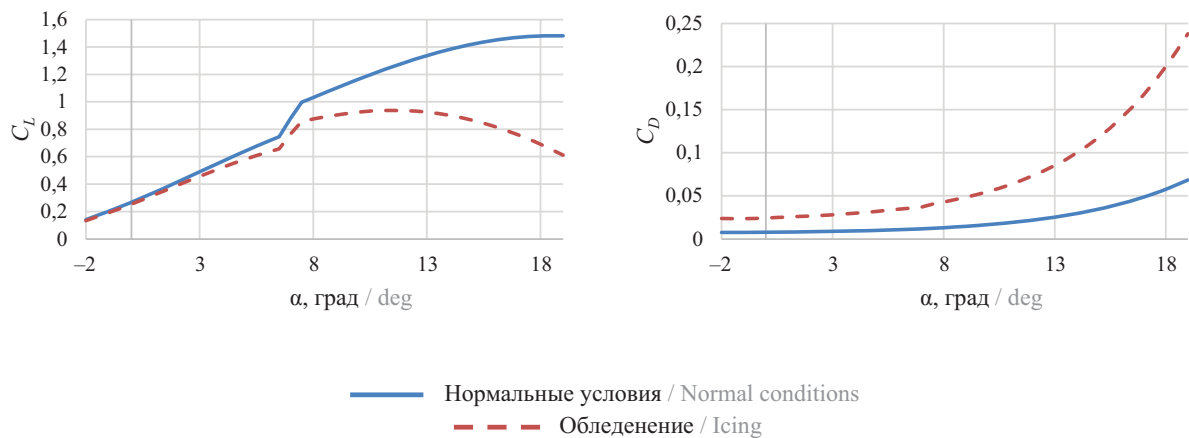


Рис. 4. Влияние обледенения на аэродинамические характеристики профиля лопасти
Fig. 4. Effect of icing on aerodynamic characteristics of the blade profile

С целью учета смещенного центра масс ветроколеса при неравномерном обледенении лопастей добавляется центробежная сила, вычисляемая по формуле:

$$P_{\text{ц}} = m_{\text{БК}} \cdot e \cdot \omega^2, \tag{6}$$

где $P_{\text{ц}}$ — центробежная сила, Н; $m_{\text{БК}}$ — масса ветроколеса, кг; e — расстояние от оси вращения до центра масс ветроколеса в плоскости вращения (эксцентриситет), м; ω — угловая скорость ветроколеса, рад/с.

Для оценки влияния обледенения на нагрузку по результатам ВЕМ-анализа определяются коэффициенты тяги C_T ветроколеса, а также рассчитывается сила лобового давления на ветроколесо (сила тяги) T в различных режимах работы по формуле (7):

$$T = C_T \frac{\rho V^2}{2} S, \tag{7}$$

где S — ометаемая площадь ветроколеса, м^2 .

Таким образом, в блоке 1 разрабатывается аэродинамическая модель ветроколеса, позволяющая учесть режимы работы и обледенение лопастей.

В блоке 2 создается цифровой прототип ВЭУ, который включает модель ветроколеса на основе ВЕМ и упругую динамическую конечно-элементную модель (КЭМ) ВЭУ (рис. 6). Конечно-элементная модель состоит из:

- моделей лопастей, башни, балок ростверка и свай, формируемых стержневыми конечными элементами (КЭ) Эйлера-Бернулли;
- моделей снегового покрова и обледенения, формируемых сосредоточенными массами в узлах соответствующих моделей элементов.

При создании КЭМ лопасти масса льда при обледенении учитывается добавлением сосредоточенных масс в узлах конечно-элементной модели по длине лопасти (рис. 6, с) в соответствии с распределением погонной массы льда, показанной на рис. 5. К рассмотрению приняты варианты — без обледенения, с обледенением всех лопастей и с обледенением

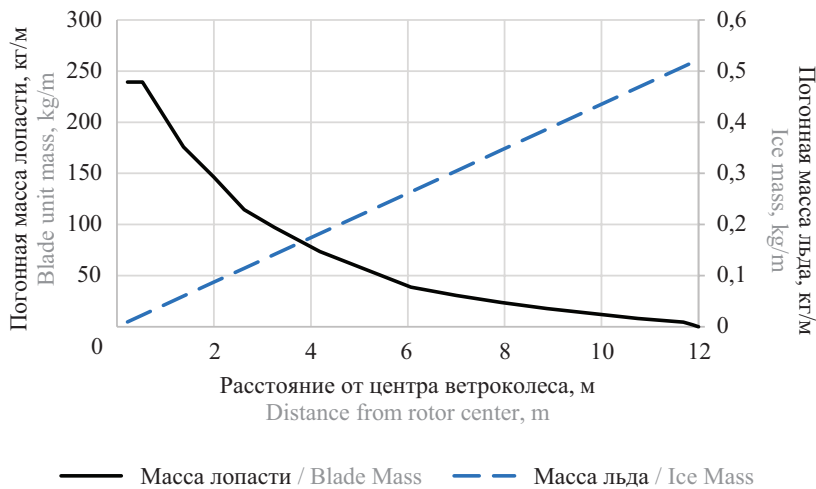


Рис. 5. Распределение массы лопасти и льда
Fig. 5. Blade and ice mass distribution

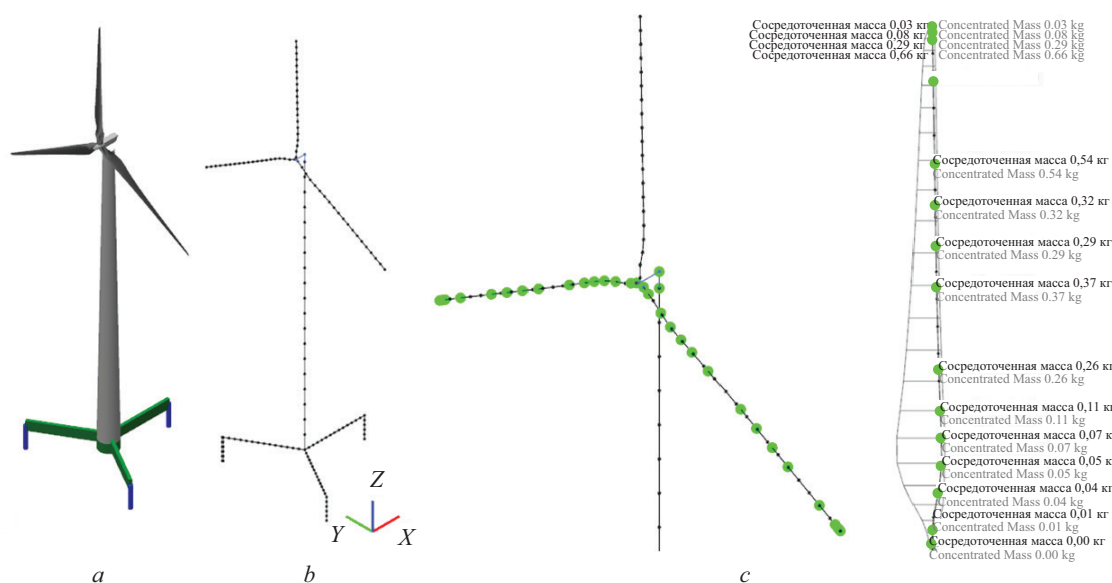


Рис. 6. Цифровой прототип ВЭУ: *a* — визуализация ВЭУ; *b* — КЭМ ВЭУ; *c* — схема расположения сосредоточенных масс вдоль лопастей для моделирования обледенения

Fig. 6. Digital prototype of wind turbine: *a* — visualization of wind turbine; *b* — FE-model of wind turbine; *c* — scheme of lumped masses along the blades for icing simulation

двух лопастей. В качестве граничного условия опирания ВЭУ принято жесткое закрепление свай на отметке кровли ММГ, жесткость грунта сезонного слоя не учитывается.

В блоке 3 для виртуальных испытаний цифрового прототипа ВЭУ при различных режимах работы моделируется нестационарный турбулентный ветровой поток путем создания синтезированных матриц скоростей ветра на основе спектра турбулентных пульсаций, методика изложена в труде [3]. В рамках настоящего исследования рассматриваются два режима ВЭУ — выработка электроэнергии на максимальной рабочей скорости ветра $V_{out} = 25$ м/с по модели нормальной турбулентности (NTM в терминах IEC) с расчетной интенсивностью $I_{ref} = 0,18$ и парковка при действии шторма по модели экстремальной скорости ветра с 50-летней повторяемостью $V_{e50} = 60$ м/с (EWM в терминах IEC).

В моделях учитывается динамический срыв вихрей по модели Ойя [25], аэродинамическое затенение башни [26], а также поправки для учета трехмерного характера обтекания лопастей [27] и коэффициент конечных потерь Прандтля [28].

Каждый режим моделируется с учетом режима работы ВЭУ и управляющих воздействий (частота вращения ротора, угол поворота лопастей). Скорость вращения ветроколеса и угол поворота лопастей на скорости ветра, равной 25 м/с, составляют 75 об/мин и 24,4° соответственно, на скорости ветра 60 м/с — 0 об/мин и 82,3° (парковка с флюгерным положением лопастей).

По результатам моделирования в блоке 3 анализируется общая устойчивость несущей конструктивной системы ВЭУ, а также определяются динамические нагрузки на конструктивные элементы во временной области.

В блоке 4 полученные данные обрабатываются и составляется матрица экстремальных сочетаний нагрузок в верхней точке башни. Для этого по каждой из 6 составляющих нагрузок (3 силы и 3 момента) производится поиск максимального значения среди всех расчетных случаев и соответствующие им значения оставшихся 5 составляющих.

В блоке 5 создается модель несущей конструктивной системы (рис. 7) в сертифицированном ПК для моделирования строительных конструкций, зданий и сооружений FEANX³. В модели используются четырехугольные плоские КЭ — оболочки размером до 100 мм, расчетная сетка башни состоит из 19 338 КЭ, ростерка и свай из 7032 КЭ. Нагрузка в верхней точке башни прикладывается в виде сосредоточенных силы и момента и передается на узлы КЭ башни посредством абсолютно жесткого тела, ветровая нагрузка на башню моделируется распределенной по высоте согласно методике СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия».

С использованием модели производится расчет НДС при расчетных вариантах экстремальных сочетаний нагрузок.

В блоке 6 выполняются анализ НДС несущей конструктивной системы и оценка несущей способности элементов конструкции, которые включают:

- анализ напряжений в несущих конструкциях и проверку обеспечения условия прочности;

³ Midas FEA NX // Midas. URL: <https://midasoft.ru/products/midas-fea-nx/>

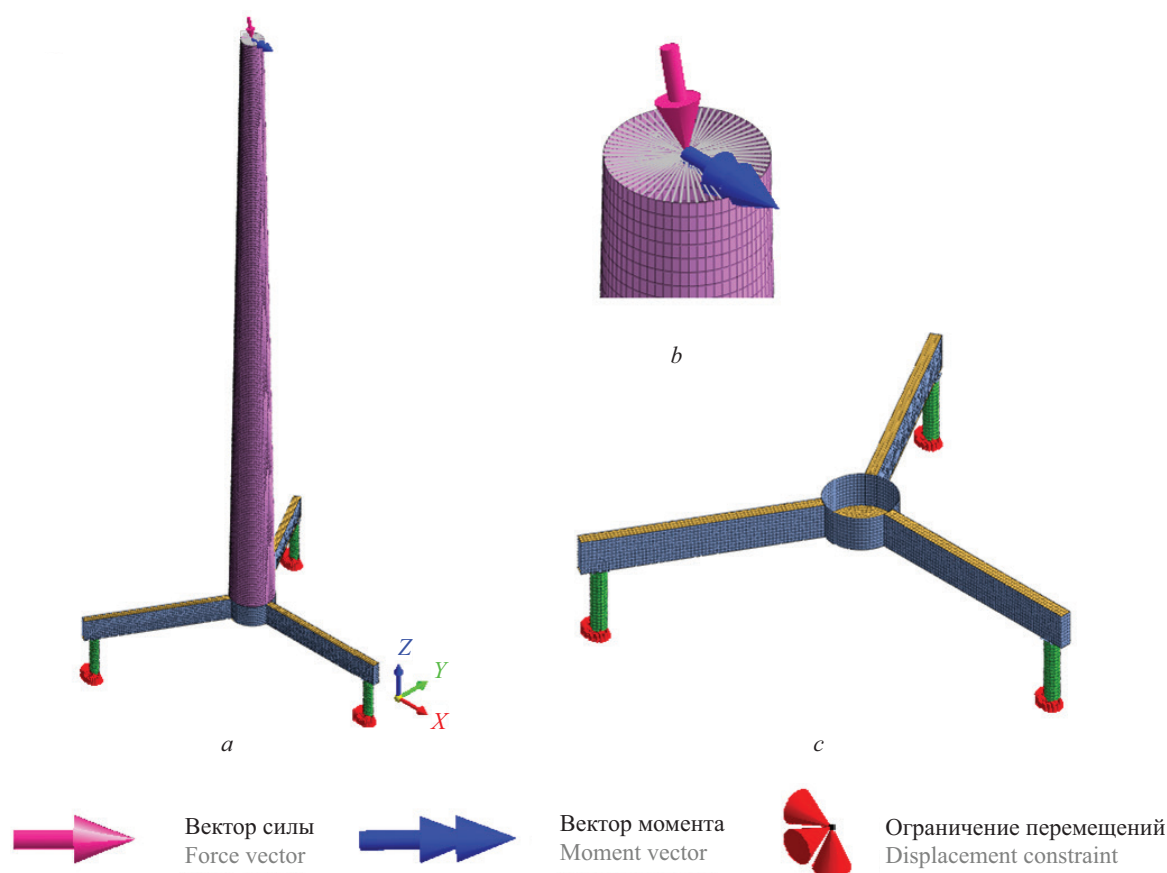


Рис. 7. Конечно-элементная модель несущей конструктивной системы ВЭУ: *a* — общий вид модели; *b* — узел приложения нагрузок в верхнем сечении башни; *c* — модель ростверка

Fig. 7. Finite element model of the wind turbine load-bearing structural system: *a* — general view of the model; *b* — node of load application in the upper section of the tower; *c* — model of the pile cap

- анализ местной устойчивости конструктивных элементов;
- выявление малонагруженных зон для потенциальной оптимизации конструктивного решения.

Комплексный подход, состоящий из всех вышеуказанных этапов, обеспечивает многофакторность анализа и высокую точность результатов. Допущения методики являются предположения о равномерном распределении обледенения вдоль лопасти и снегового покрова на гондоле, использование типовых геокриологических характеристик и упрощенного граничного условия без учета податливости ММГ.

Для оценки несущей способности опорных конструкций используются следующие критерии:

- эквивалентные напряжения не должны превышать предела текучести стали;
- коэффициенты запаса в упругом расчете устойчивости не должны превышать 10;
- коэффициент использования прочности материала (отношение эквивалентных напряжений к пределу текучести стали) должен стремиться к 1.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В рамках исследования определяются значения динамических и статических нагрузок на элементы

ВЭУ в нормальных условиях и при обледенении лопастей. На рис. 8, *a* приведена схема сил, действующих на ступицу от ветроколеса, на рис. 8, *b* — схема сил и моментов, действующих на верхнюю точку башни.

Важный аспект исследования — определение зависимостей коэффициента тяги, осевых и горизонтальных статических и динамических нагрузок, действующих на ступицу ветроколеса.

Зависимости коэффициента тяги ветроколеса C_T из формулы (7) от быстроходности λ в нормальных условиях и при обледенении лопастей приведены на рис. 9.

Из рис. 9 видно, что обледенение лопастей снижает коэффициент тяги, что соотносится с исследованием [22], где также зафиксировано снижение силы тяги при обледенении. По результатам на рис. 9 установлено, что для рассматриваемой ВЭУ при угле поворота лопастей 0° в зависимости от быстроходности λ коэффициент тяги C_T может снижаться до 40 %.

Зависимость средней осевой силы, действующей на ступицу ветроколеса F_x^h в диапазоне скоростей ветра 0–60 м/с для рассматриваемой ВЭУ с учетом заданного алгоритма управления мощностью (pitch-контроля), приведена на рис. 10.

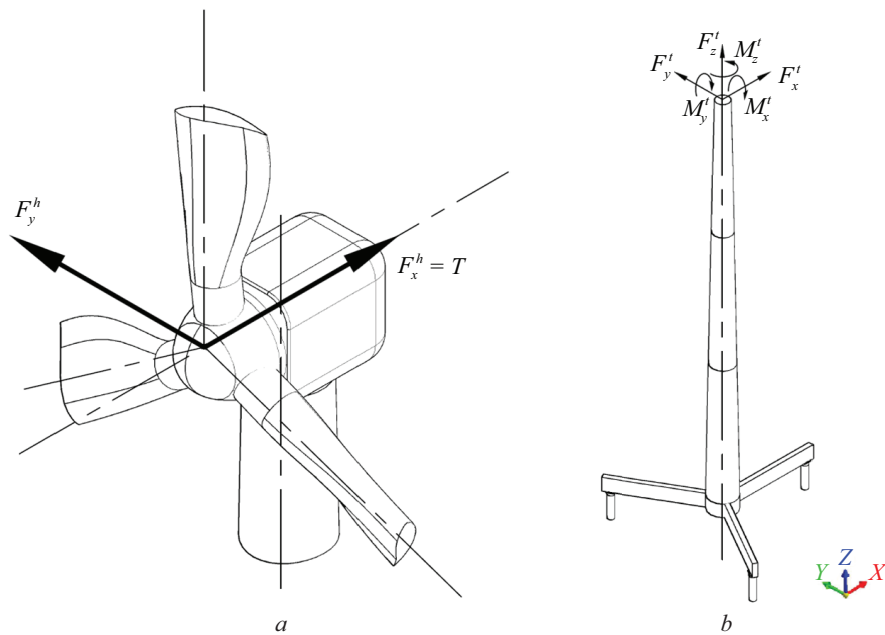


Рис. 8. Схема сил, действующих на: *a* — ступицу ветроколеса; *b* — несущую конструктивную систему
Fig. 8. Scheme of forces acting on: *a* — rotor hub; *b* — supporting structural system

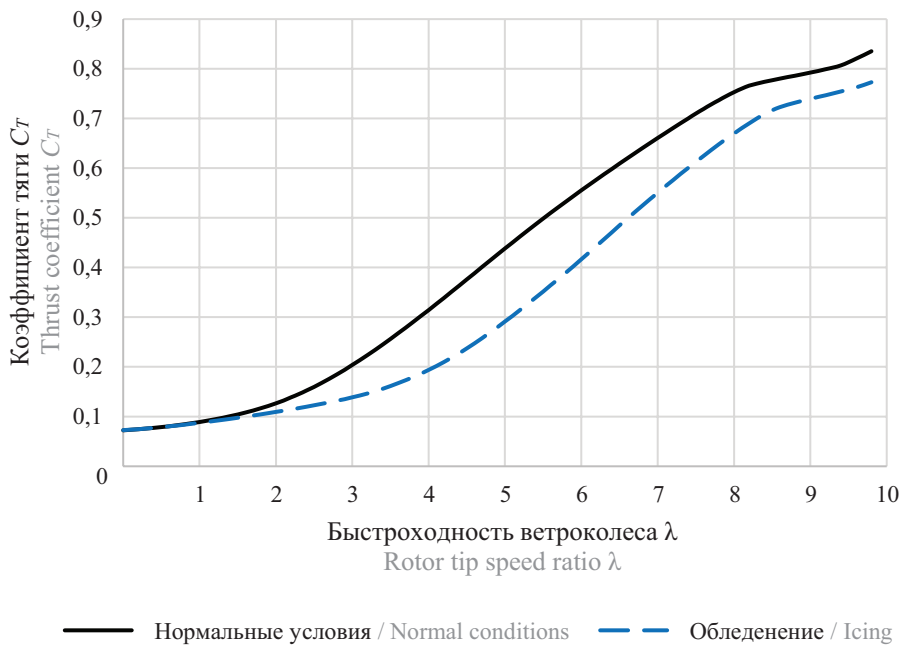


Рис. 9. Зависимость коэффициента тяги ветроколеса от быстроходности при угле установки лопастей 0°
Fig. 9. Dependence of the rotor thrust coefficient on the tip speed ratio at a blade angle of 0°

Из рис. 10 видно, что с учетом алгоритмов системы управления обледенение снижает осевую силу на ступицу ветроколеса в диапазоне скоростей ветра 0–17 м/с до 11 %, после чего с ростом скорости ветра обледенение увеличивает нагрузку до 35 % при скорости 25 м/с. В состоянии парковки при штормовом ветре обледенение увеличит силу тяги на 30 %, что приведет к превышению расчетных нагрузок при нормальных условиях и может стать причиной аварийного состояния конструктивных

элементов ВЭУ. Подобная картина изменения нагрузок в рабочем диапазоне скоростей ветра при обледенении была зафиксирована во время натурных исследований [29] ВЭУ Senvion MM92 мощностью 2 МВт около г. Квебека (Канада).
На рис. 11 приведен график изменения во времени горизонтальной силы F_y^h , вызванной аэродинамическими и массовыми дисбалансами при неравномерном обледенении ветроколеса (2 из 3 лопастей).

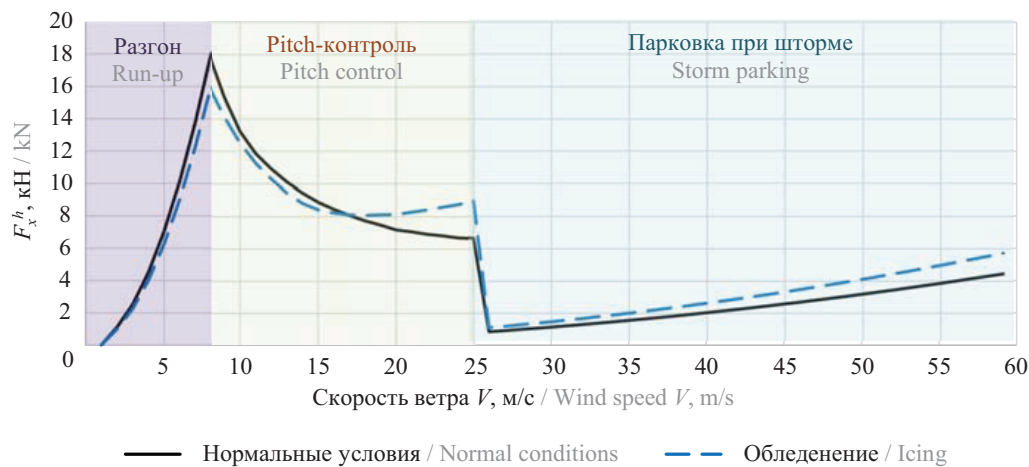


Рис. 10. Зависимость осевой нагрузки на ступицу F_x^h от скорости ветра с учетом режимов работы ВЭУ
Fig. 10. Dependence of the axial load on the hub F_x^h on the wind speed with regard to wind turbine operation modes

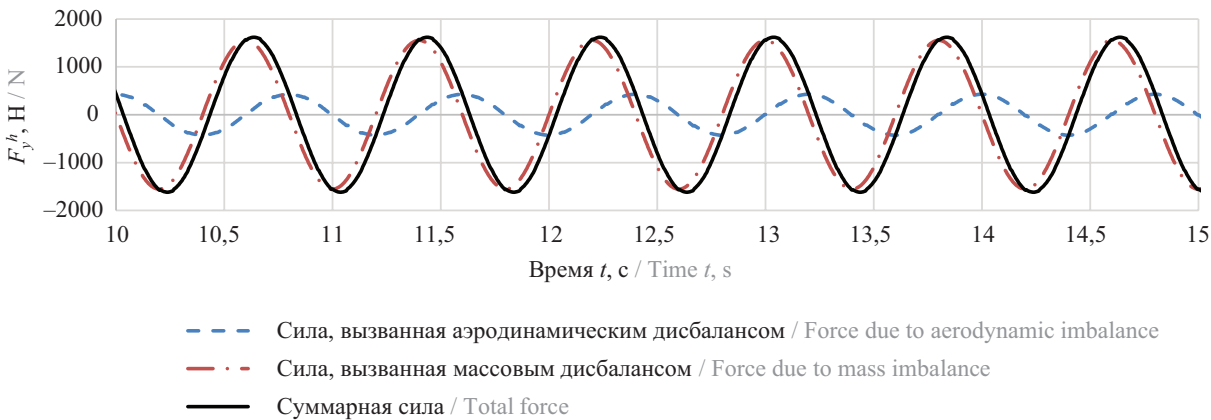


Рис. 11. Горизонтальная нагрузка на ступицу F_y^h , вызванная неравномерным обледенением лопастей
Fig. 11. Horizontal load on the hub F_y^h , due to non-uniform blade icing

Периодическая горизонтальная нагрузка на ступицу F_y^h , вызванная аэродинамическим дисбалансом, для рассмотренной ВЭУ при номинальной скорости вращения в 3 раза ниже, чем нагрузка, вызванная массовым дисбалансом. При этом составляющие имеют фазовый сдвиг, равный полупериоду, поэтому максимальное значение нагрузки определяется преимущественно массовым дисбалансом.

Данный результат совпадает с результатами натурных исследований [29] ВЭУ Nordex N100 мощностью 2,5 МВт в Швеции, где при обледенении лопастей наблюдалось повышение динамической нагрузки в боковом направлении, а также установлено преобладающее влияние дисбаланса от массы льда на нагрузки по сравнению с аэродинамическим дисбалансом.

По результатам нестационарного аэросервоупругого моделирования получены значения динамических нагрузок во времени. На рис. 12 для примера представлены реализации динамических нагрузок F_x^t в верхней точке башни для различных расчетных ситуаций на временном интервале длительностью 5 с.

Динамические нагрузки имеют случайный, непериодический характер. Для детального анализа нагрузок составляющие динамических нагрузок (3 силы F_x^t , F_y^t , F_z^t и 3 момента M_x^t , M_y^t , M_z^t) в верхней точке башни обработаны и определены спектральные плотности реализаций для каждой составляющей (рис. 13).

Из рис. 13 видно, что динамические нагрузки имеют наибольшую интенсивность на определенных частотах:

- в диапазоне от 0 до 0,5 Гц определяются воздействием пульсаций ветра;
- в диапазоне около 0,89 Гц определяются первыми изгибными частотами собственных колебаний несущей конструктивной системы;
- в диапазоне около 1,25 Гц определяются оборотной частотой ветроколеса $1P$, связано с дисбалансами ветроколеса и наблюдается только в расчетном случае с неравномерным обледенением в режиме выработки электроэнергии при $V < 25$ м/с;
- в диапазоне около 3,75 Гц определяются лопастной частотой $3P$ в режиме выработки электро-

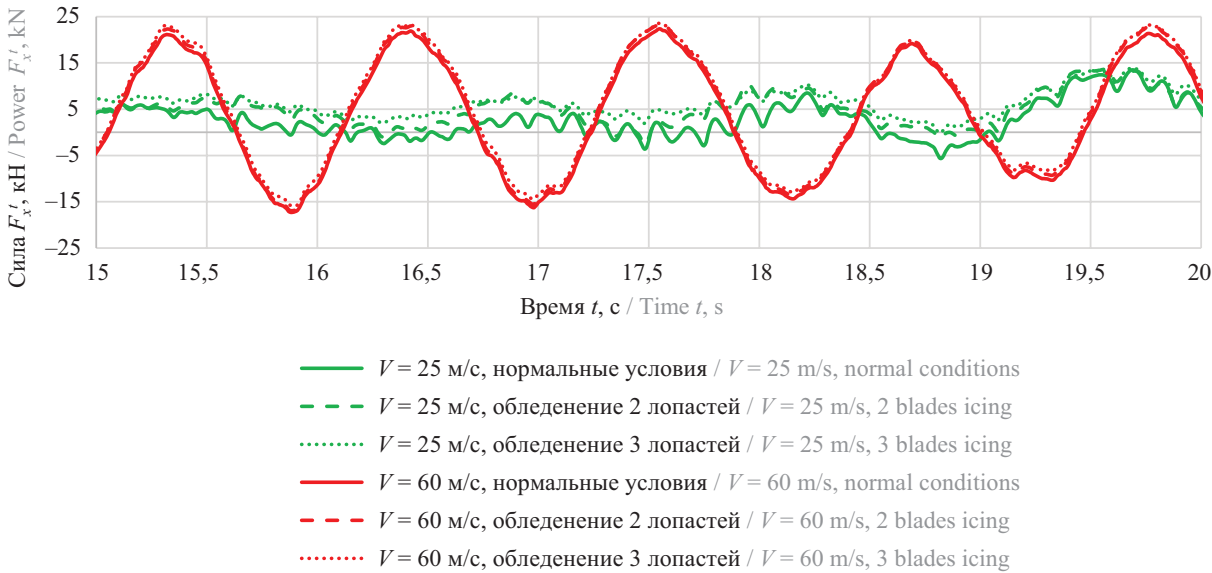


Рис. 12. Сила F'_x в верхней точке башни

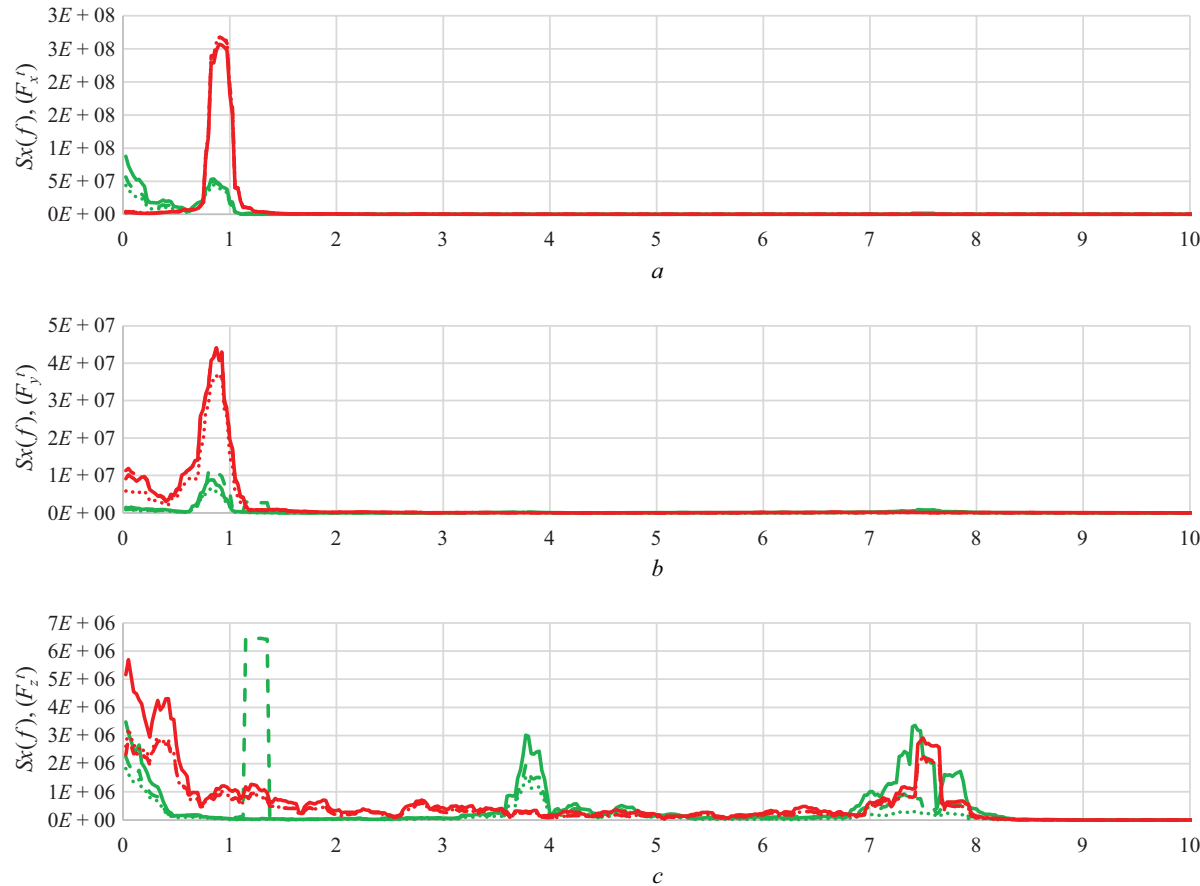
Fig. 12. Force F'_x at the tower top

энергии при аэродинамическом затенении вращающейся лопасти башней;

- около 7,5 Гц, что соответствует второй лопастной частоте $6P$.

Для валидации результатов моделирования проведено сравнение с результатами исследования [30] арктической ВЭУ Northern Power 100 Arctic мощно-

стью 100 кВт. Сравнение выполненных исследований с результатами [30] показало, что повышенные динамические нагрузки также возникают на первой собственной частоте колебаний ВЭУ, оборотной $1P$ и лопастной $3P$ частотах, что подтверждает достоверность произведенного аэросервоупругого моделирования ВЭУ.



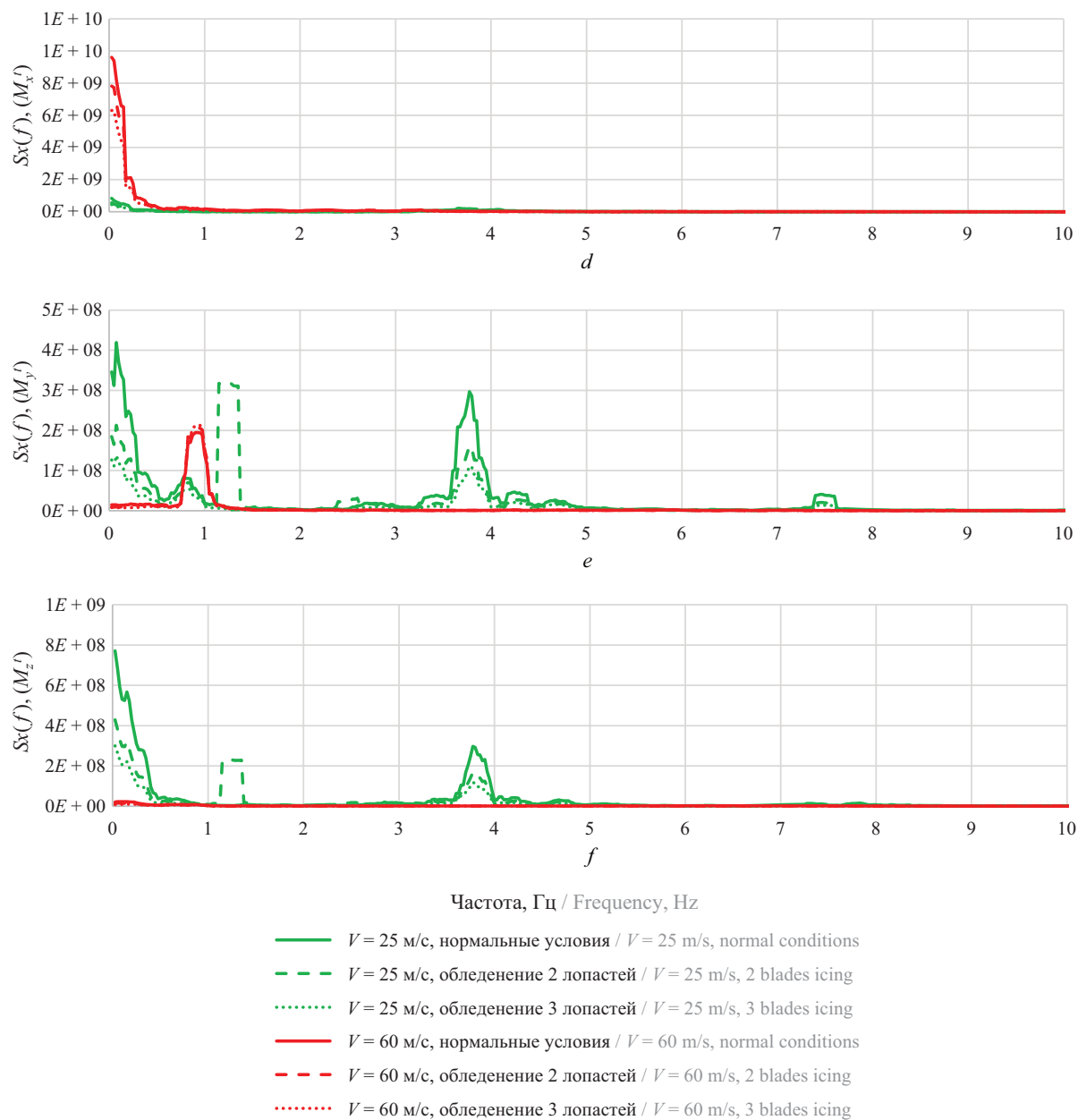


Рис. 13. Спектральные плотности по составляющим нагрузок в верхней точке башни: a, b, c — силы; d, e, f — моменты
Fig. 13. Spectral densities by components of loads at the tower top: a, b, c — forces; d, e, f — moments

Динамические нагрузки, вызванные вынужденными колебаниями под действием низкочастотных пульсаций ветра и вращения колеса на оборотной и лопастных частотах ($1P, 3P, 6P$), неизбежны и не могут быть снижены за счет оптимизации несущих конструкций. Тем не менее при детальном анализе результатов моделирования установлено, что динамическая реакция в вертикальном направлении F_z' связана с возникновением резонанса второй лопастной частоты $6P$ и пятой частоты собственных колебаний несущей конструктивной системы, что ведет к необходимости увеличения жесткости фундамента.

По результатам обработки реализаций определена матрица вариантов экстремальных сочетаний

нагрузок, приведенная в табл. 2, включающая сочетания с максимальными и минимальными значениями каждой составляющей, а также максимальными значениями результирующей силы и момента среди всех симуляций.

Из табл. 2 видно, что экстремальные значения составляющих нагрузок возникают почти во всех расчетных ситуациях, кроме режима выработки электроэнергии ($V = 25$ м/с) при полном обледенении. Для рассматриваемой ВЭУ при равномерном обледенении реализуются только 2 варианта экстремальных сочетаний, в то время как при обледенении двух лопастей реализуются 4 экстремальных сочетания, можно сделать вывод, что неравномерное обледенение ветроколеса является более неблаго-

Табл. 2. Матрица вариантов экстремальных сочетаний нагрузок в верхней точке башни
Table 2. Matrix of extreme loads combinations variants at the tower top

Вариант Variant	F'_x , кН / kN	F'_y , кН / kN	F'_z , кН / kN	M'_x , кНм / kNm	M'_y , кНм / kNm	M'_z , кНм / kNm	F'_{xy} , кН / kNm	M'_{xy} , кНм / kNm	Скорость ветра V , м/с / Wind speed V , m/s	Обледенение Icing
1	23,72	-5,42	-80,54	249,22	-5,69	3,85	24,33	249,29	60	3 лопасти 3 blades
2	-17,32	-6,00	-82,99	223,97	-46,17	5,43	18,33	228,68		Отсутствует None
3	-7,17	11,02	-85,55	226,72	-29,68	-1,85	13,15	228,66		
4	13,85	-13,73	-82,33	248,98	-20,60	6,87	19,50	249,83	25	3 лопасти 3 blades
5	15,88	-3,49	-75,55	253,02	-12,47	3,69	16,26	253,32		Отсутствует None
6	2,37	-1,14	-89,79	-4,07	-46,01	36,72	2,63	46,19	25	
7	14,90	-0,61	-86,83	332,71	-12,54	2,64	14,91	332,95		
8	9,53	-4,17	-83,39	-32,54	-6,53	26,09	10,40	33,19		25
9	9,33	-3,91	-80,31	31,19	48,78	5,64	10,12	57,90		
10	7,39	0,72	-84,47	2,11	-56,03	20,60	7,42	56,07	Отсутствует 3 blades	
11	11,51	-1,57	-89,23	32,24	-3,57	58,66	11,62	32,44		2 лопасти 2 blades
12	7,05	0,60	-81,61	28,67	10,54	-51,30	7,08	30,55	60	Отсутствует None
13	22,07	-12,25	-80,69	238,43	-10,72	-0,06	25,24	238,67		
14	14,90	-0,61	-86,83	332,71	-12,54	2,64	14,91	332,95		

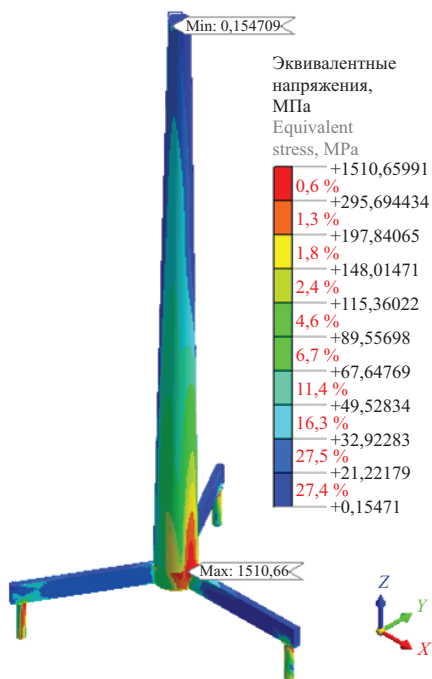


Рис. 14. Изополя эквивалентных напряжений в несущей конструктивной системе для варианта сочетаний нагрузок 13

Fig. 14. Isopoles of equivalent stresses in the supporting structural system for the variant of load combination 13

приятным с точки зрения экстремальных нагрузок. Наибольшее значение результирующей горизонтальной силы в верхней точке башни F'_{xy} зафиксировано при обледенении двух лопастей и штормовом ветре, результирующем изгибающем моменте M'_{xy} при штормовом ветре без обледенения лопастей.

С целью оценки прочности конструктивных элементов получены изополя напряжений для каждого варианта экстремального сочетания нагрузок (рис. 14). При анализе НДС установлено, что максимальные эквивалентные напряжения составляют 1510 МПа, что значительно превышает предел текучести стали С355, равный 340 МПа.

Как видно из рис. 14, зоны превышения предела текучести стали локализуются в местах концентрации напряжений в опорной зоне башни, а также в оголовках свай. Для уменьшения напряжений предложен вариант усиления опорной зоны пластинами толщиной 15 мм. Усиление опорной зоны пластинами позволило снизить максимальные напряжения до 301,58 МПа (рис. 15), что обеспечило соблюдение условия прочности. Дальнейший анализ производился для усиленного варианта.

Для анализа прочности элементов конструкции обработаны данные о распределении напряжений во всех расчетных случаях, получена обобщенная картина максимальных эквивалентных напряжений в узлах модели (рис. 16). Максимальные напряжения во всех конструктивных элементах не превы-

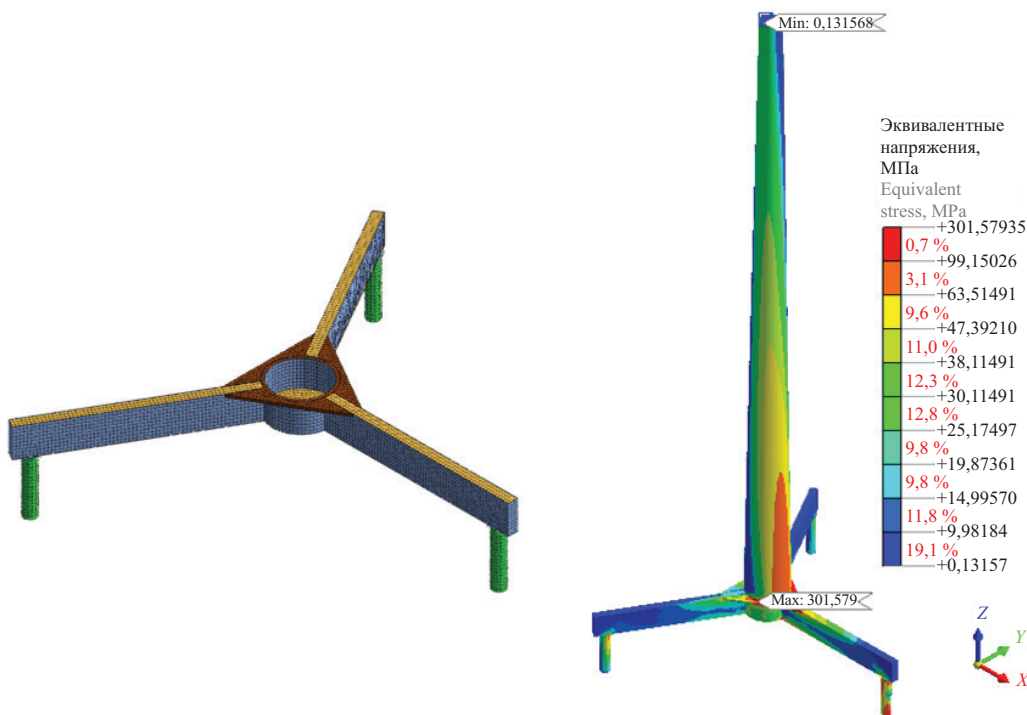


Рис. 15. Конструктивное решение фундамента с усилением пластинами и изополя эквивалентных напряжений в несущей конструктивной системе

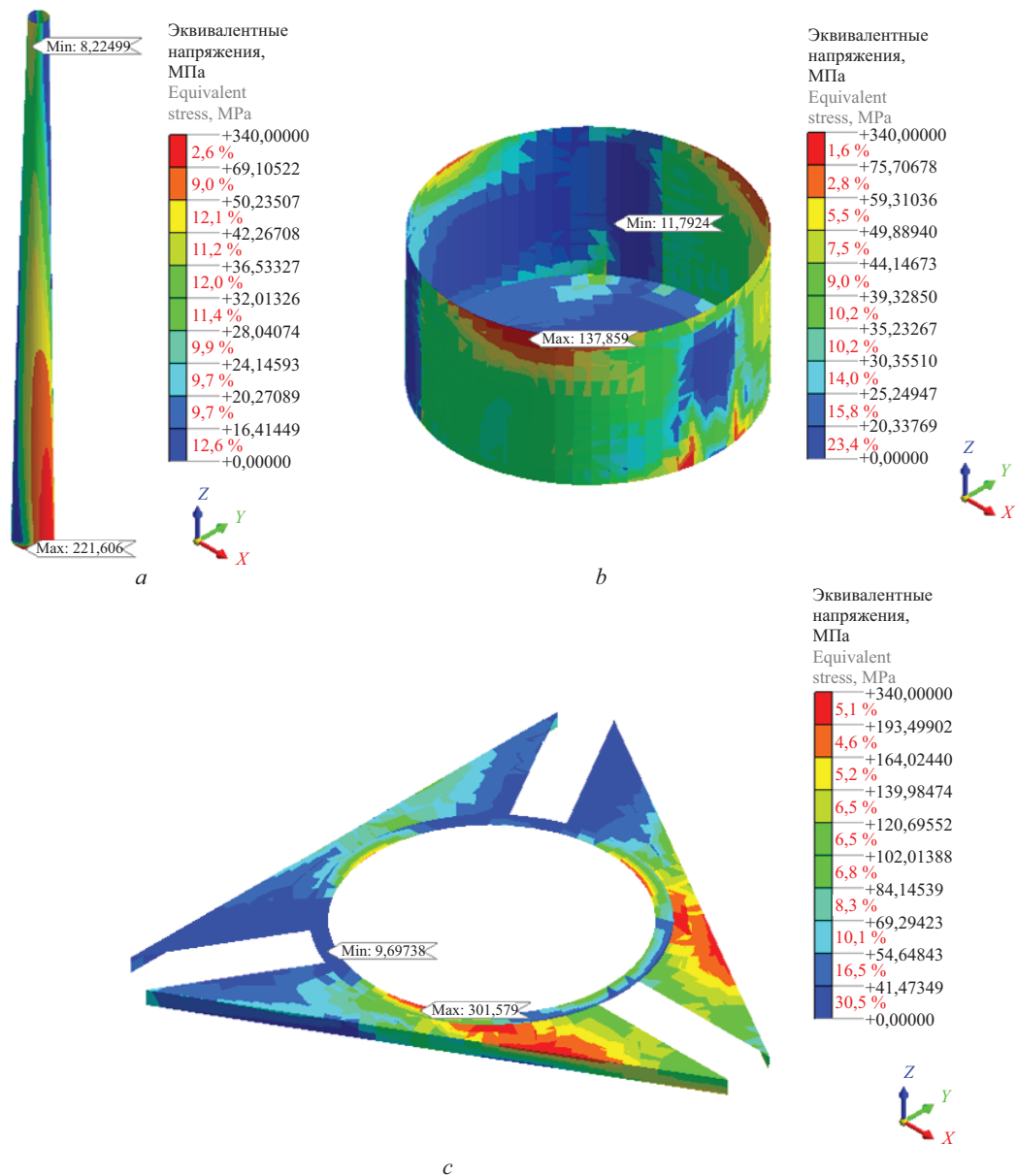
Fig. 15. Structural solution of the foundation with plate reinforcement and isopoles of equivalent stresses in the supporting structural system

шают предела текучести стали, условие прочности выполняется, при этом наибольшее напряжение зафиксировано в опорной зоне в пластине усиления (рис. 16, с) в расчетной ситуации с максимальной результирующей силой F_{xy}^I ($V = 60$ м/с, обледенение двух лопастей).

Для расчетного сочетания, вызывающего наибольшие напряжения в конструктивных элементах, выполнен линейный анализ устойчивости. По результатам анализа устойчивости установлено, что устойчивость конструктивной системы при действующих экстремальных нагрузках обеспечена. Устойчивость по наиболее вероятным формам обеспечена с коэффициентом запаса 13,5 для локальной устойчивости пластины усиления и коэффициентом запаса 16 для локальной устойчивости стенки башни.

По результатам анализа НДС несущей конструктивной системы определено, что наиболее нагруженными узлами являются узлы соединения

башни с ростверком и балки ростверка со сваями, что соотносится с работами [11, 12]. При этом видно, что в конфигурации несущей конструктивной системы с трехточечным опиранием из исследования [12] наблюдается несколько более равномерное распределение напряжений, чем в рассматриваемом конструктивном решении, где часть материала балок ростверка мало вовлекается в работу, что свидетельствует о целесообразности перераспределения материала для оптимизации конструктивного решения. Наименее нагруженные — верхние зоны балок ростверка в зоне опирания на сваи, где целесообразно снизить количество материала. Однако уменьшение количества материала в малонагруженных зонах приведет к изменению жесткости несущих конструкций, поэтому при оптимизации конструктивных решений необходимо также соблюдать ограничение по жесткости для снижения резонансных эффектов (рис. 17).



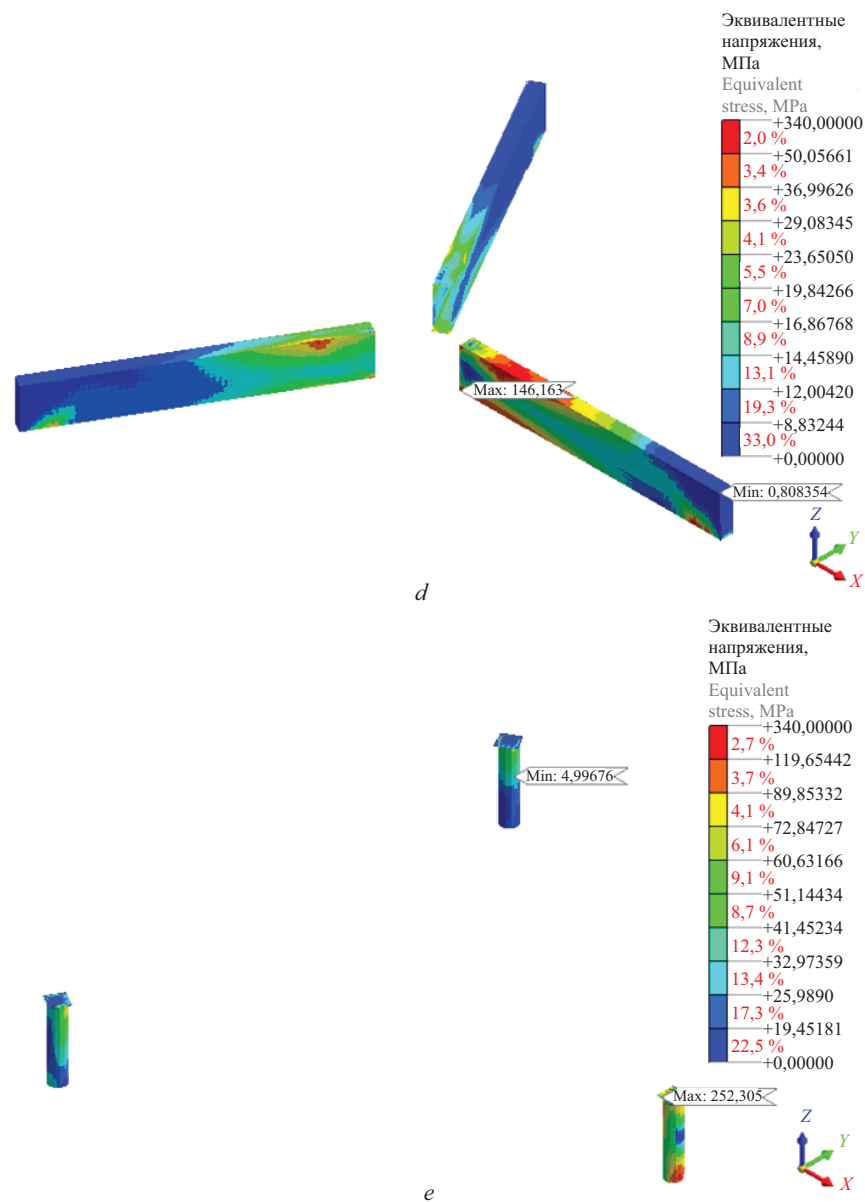


Рис. 16. Обобщенная картина максимальных напряжений в отдельных конструктивных элементах: *a* — башня; *b* — опорный элемент; *c* — пластины усиления; *d* — балки ростверка; *e* — оголовки свай

Fig. 16. Summarized isopoles of maximum stresses in individual structural elements: *a* — tower; *b* — support element; *c* — reinforcement plates; *d* — pile cap beams; *e* — top of piles



Рис. 17. Визуализация арктической ВЭУ с предложенным вариантом опорных конструкций

Fig. 17. Visualization of the Arctic wind turbine with the proposed variant of support structures

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОБСУЖДЕНИЕ

В ходе проведенного исследования разработана методика аэросервоупругого моделирования ВЭУ с учетом климатических особенностей арктической зоны. В рамках исследования были проведены расчеты аэродинамических и инерционных нагрузок на конструктивные элементы ВЭУ мощностью 100 кВт при различных эксплуатационных условиях, включая климатические условия, такие как снеговые и гололедные нагрузки, турбулентность ветра и низкие температуры.

Основными результатами работы являются:

- методика аэросервоупругого моделирования ВЭУ с учетом турбулентности ветра, снеговых, гололедных, температурных воздействий в арктической зоне РФ, эксплуатационных воздействий и режимов работы;
- закономерности изменения нагрузок на ступицу при обледенении ветроколеса с учетом режимов работы ВЭУ. Показано, что обледенение снижает нагрузку на ветроколесо рассматриваемой ВЭУ при скоростях ветра до 17 м/с до 11 %, после чего при скоростях ветра выше 17 м/с, напротив, повышает до 35 %. Также установлено, что при неравномерном обледенении возникает аэродинамический и массовый дисбаланс, вызывающий динамическую нагрузку с оборотной частотой, которая формируется преимущественно в связи со смещением центра тяжести ветроколеса;
- сформирована матрица вариантов экстремальных сочетаний нагрузок на несущую конструктивную систему на примере арктической ВЭУ мощностью 100 кВт высотой 30 м;
- выполнен уточненный расчет НДС несущей конструктивной системы для вариантов экстремальных сочетаний нагрузок;

- выявлены зоны локализации экстремальных напряжений и предложены мероприятия по усилению для обеспечения прочности и устойчивости конструкции;

- проведен анализ устойчивости, показавший, что действие экстремальных сочетаний нагрузок не приведет к потере устойчивости конструктивных элементов с коэффициентом запаса более 13;

- определены коэффициенты запаса прочности несущих конструктивных элементов, что позволило сформулировать рекомендации по дальнейшей оптимизации конструкции ВЭУ для эксплуатации в рассматриваемых условиях.

Сопоставление полученных результатов с данными литературных источников показало, что предлагаемая методика аэросервоупругого моделирования повышает точность расчета нагрузок и оценки НДС несущей конструктивной системы ВЭУ и дает возможность выявить зоны концентрации напряжений. В связи с принятым допущением об абсолютно жестком ММГ при назначении граничных условий закрепления свай важным вопросом остается учет изменяющейся жесткости многолетнемерзлого основания в условиях деградации и сезонного оттаивания-промерзания грунта, что требует дальнейшей доработки подходов. Полученные результаты могут быть использованы при моделировании арктических ВЭУ класса S, а также при разработке методических рекомендаций по расчету ветроэнергетических установок.

Практическая значимость исследования заключается в разработке методики, позволяющей учитывать климатические факторы северных регионов при проектировании, что повышает надежность и эффективность конструкций ВЭУ, используемых в арктической зоне РФ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Елистратов В.В. Научно-техническое обоснование и проектирование энергокомплексов на основе ВИЭ для сложных природно-климатических условий // *Электричество*. 2023. № 10. С. 4–21. DOI: 10.24160/0013-5380-2023-10-4-21. EDN RGZOCs.
2. Zheng M., Yang Zh., Yang Sh., Still B. Modeling and mitigation of excessive dynamic responses of wind turbines founded in warm permafrost // *Engineering Structures*. 2017. Vol. 148. Pp. 36–46. DOI: 10.1016/j.engstruct.2017.06.037
3. Елистратов В.В., Ригель И.В. Аэроупругое моделирование динамических нагрузок на несущие конструкции арктической ветроэнергетической установки // *Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева*. 2025. Т. 315. С. 78–94. EDN HQZJRD.
4. Martini F., Contreras Montoya L.T., Ilinca A. Review of Wind Turbine Icing Modelling Approaches //

- Energies*. 2021. Vol. 14. Issue 16. P. 5207. DOI: 10.3390/en14165207
5. Jiang W., Wen R., Qin M., Zhao G., Ma L., Guo J. et al. A Fast Simulation Method for Wind Turbine Blade Icing Integrating Physical Simulation and Statistical Analysis // *Energies*. 2024. Vol. 17. Issue 22. P. 5785. DOI: 10.3390/en17225785
6. Tahani M., Hossein A., Hong J. Simulation of unsteady ice accretion on horizontal axis wind turbine blade sections in turbulent wind shear condition // *Physics of Fluids*. 2024. Vol. 36. Issue 11. DOI: 10.1063/5.0227355
7. Hu L., Zhu X., Hu C., Chen J., Du Z. Wind Turbines Ice Distribution and Load Response under Icing Conditions // *Renewable Energy*. 2017. Vol. 113. Pp. 608–619. DOI: 10.1016/j.renene.2017.05.059
8. Voinov I.B., Elistratov V.V., Keresten I.A., Konishchev M.A., Nikitin M.A., Sofronova D.I. Profiling

a Wind Wheel Blade Using Parametric Optimization and Computational Aerodynamics Methods // Thermal Engineering. 2024. Vol. 71. Issue 6. Pp. 513–522. DOI: 10.1134/S0040601524060053

9. Демидов Д.А., Дубов А.Л. Моделирование и исследование аэродинамических процессов в области работы ветротурбины // Вузовская наука в современных условиях : сб. мат. 57-й науч.-техн. конф. Часть 1. 2023. С. 172–174. EDN KVMTVT.

10. Соломин Е.В., Терехин А.А., Мартыянов А.С., Ковалёв А.А., Исмаилов Д.Р., Рявкин Г.Н. и др. Оценка влияния моделей турбулентности на описание процессов вихреобразования в ветроэнергетике // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Физико-математические науки. 2022. Т. 26. № 2. С. 339–354. DOI: 10.14498/vsgtu1885. EDN SVRJGF.

11. Елистратов В.В., Панфилов А.А., Петров С.Г. Использование цифровых технологий при обосновании энергетических и конструктивных параметров арктической ветроэнергетической установки // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. 2024. № 6 (270). С. 56–59. EDN VEMIVW.

12. Большев А.С., Фролов С.А., Харсеев А.Е., Розов И.О. Расчет прочности основания арктической ветроэнергетической установки при действии экстремальных внешних нагрузок // Полярная механика : сб. докл. VI Всеросс. науч.-практ. конф. с междунар. участием. 2023. С. 87–97. DOI: 10.46960/polmech_2023_87. EDN PXIXHO.

13. Белостоцкий А.М., Негрозова И.Ю., Горячевский О.С. Оценка аэроупругой устойчивости шпиля башни // Вестник МГСУ. 2023. Т. 18. № 11. С. 1745–1762. DOI: 10.22227/1997-0935.2023.11.1745-1762

14. Belostotsky A., Afanasyeva I., Negrozova I., Goryachevsky O. Simulation of aerodynamic instability of building structures on the example of a bridge section. Part 2: solution of the problem in a coupled aeroelastic formulation and comparison with engineering estimates // International Journal for Computational Civil and Structural Engineering. 2021. Vol. 17. Issue 3. Pp. 24–38. DOI: 10.22337/2587-9618-2021-17-3-24-38

15. Wang T., Zhong W., Qian Y., Zhu C. Wind Turbine Aerodynamic Performance Calculation. Springer, Singapore, 2023. DOI: 10.1007/978-981-99-3509-3

16. Anderson C.G. Wind Turbines: Theory and Practice. 2nd ed. Cambridge : Cambridge University Press, 2024.

17. Marten D. QBlade: A Modern Tool for the Aeroelastic Simulation of Wind Turbines : PhD Thesis. TU Berlin, 2020. DOI: 10.14279/depositonce-10646

18. Jonkman B., Platt A., Mudafort R., Branlard E., Sprague M., Ross H. et al. OpenFAST/openfast: v3.5.3 // Zenodo. 2024. DOI: 10.5281/zenodo.10962897

19. Brown K., Bortolotti P., Branlard E., Chetan M., Dana S., deVelder N. et al. One-to-one aeroservoelas-

tic validation of operational loads and performance of a 2.8 MW wind turbine model in OpenFAST // Wind Energy Science. 2024. Vol. 9. Issue 8. Pp. 1791–1810. DOI: 10.5194/wes-9-1791-2024

20. Papi F., Troise G., Behrens de Luna R., Saverin J., Perez-Becker S., Marten D. et al. Quantifying the impact of modeling fidelity on different substructure concepts. Part 2: Code-to-code comparison in realistic environmental conditions // Wind Energy Science. 2024. Vol. 9. Issue 4. Pp. 981–1004. DOI: 10.5194/wes-9-981-2024

21. Wu X., Zhang X., Bhattarai H.B., Hwang H.J., Yang J., Kang S. Structural Behavior Analysis of UHPC Hybrid Tower for 3-MW Super Tall Wind Turbine Under Rated Wind Load // International Journal of Concrete Structures and Materials. 2022. Vol. 16. Issue 1. DOI: 10.1186/s40069-022-00542-8

22. Al-Sanad S., Parol J., Wang L., Kolios A. Design optimisation of wind turbine towers with reliability-based calibration of partial safety factors // Energy Reports. 2023. Vol. 9. Pp. 2548–2556. DOI: 10.1016/j.egy.2023.01.090

23. Partovi-Mehr N., Branlard E., Song M., Moaveni B., Hines E.M., Robertson A. Sensitivity Analysis of Modal Parameters of a Jacket Offshore Wind Turbine to Operational Conditions // Journal of Marine Science and Engineering. 2023. Vol. 11. Issue 8. P. 1524. DOI: 10.3390/jmse11081524

24. Montgomerie B. Methods for Root Effects, Tip Effects and Extending the Angle of Attack Range to 180, With Application to Aerodynamics for Blades on Wind Turbines and Propellers. Technical Report, FOI, Swedish Defence Research Agency, 2004.

25. Øye S. Dynamic stall simulated as time lag of separation // Proceedings of the 4th IEA Symposium on the Aerodynamics of Wind Turbines. 1991. Vol. 27.

26. Klein A., Bartholomay S., Marten D., Lutz T., Pechlivanoglou G., Nayeri C. et al. About the suitability of different numerical methods to reproduce model wind turbine measurements in a wind tunnel with a high blockage ratio // Wind Energy Science. 2018. Vol. 3. Issue 1. Pp. 439–460. DOI: 10.5194/wes-3-439-2018

27. Snel H., Houwink R., Piers W. Sectional prediction of 3d effects for separated flow on rotating blades // Proc. European Community Wind Energy Conference. Lübeck – Travemünde, 1992.

28. Glauert H. Airplane Propellers // Aerodynamic Theory. 1935. Pp. 169–360. DOI: 10.1007/978-3-642-91487-4_3

29. Lehtomäki V., Rissanen S., Wadham-Gagnon M., Sandel K., Moser W., Jacob D. Fatigue loads of iced turbines: Two case studies // Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. 2016. Vol. 158. Pp. 37–50. DOI: 10.1016/J.JWEIA.2016.09.002

30. Yang Z., Still B.A., Wait I., Chen G. Dynamic Responses of a Wind Turbine Founded in Warm Permafrost // Journal of Cold Regions Engineering. 2018. Vol. 32. Issue 4. DOI: 10.1061/(ASCE)CR.1943-5495.0000169

Поступила в редакцию 28 февраля 2025 г.

Принята в доработанном виде 8 апреля 2025 г.

Одобрена для публикации 5 мая 2025 г.

ОБ АВТОРАХ: **Иван Владимирович Ригель** — аспирант, инженер Научно-образовательного центра «Возобновляемые виды энергии и установки на их основе» Инженерно-строительного института; **Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ)**; 195251, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Академическое, ул. Политехническая, д. 29 литера Б; SPIN-код: 4858-7966, РИНЦ ID: 1237632, ResearcherID: NIS-9111-2025, ORCID: 0009-0003-0940-372X; ivan.rigel@yandex.ru;

Виктор Васильевич Елистратов — доктор технических наук, профессор, профессор Высшей школы гидротехнического и энергетического строительства Инженерно-строительного института, директор Научно-образовательного центра «Возобновляемые виды энергии и установки на их основе»; **Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ)**; 195251, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Академическое, ул. Политехническая, д. 29, литера Б, SPIN-код: 2719-4658, РИНЦ ID: 36278, Scopus: 57189578726, ResearcherID: C-3627-2016, ORCID: 0000-0001-7051-6027; elistratov@spbstu.ru.

Вклад авторов:

Ригель И.В. — идея, сбор материала, расчетные исследования, написание статьи.

Елистратов В.В. — научное руководство, формирование структуры и методического наполнения статьи.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

REFERENCES

1. Elistratov V.V. Engineering feasibility studies and designing of energy systems based on renewable energy sources for difficult natural and climatic conditions. *Electricity*. 2023; 10:4-21. DOI: 10.24160/0013-5380-2023-10-4-21. EDN RGZOCS. (rus.).
2. Zheng M., Yang Zh., Yang Sh., Still B. Modeling and mitigation of excessive dynamic responses of wind turbines founded in warm permafrost. *Engineering Structures*. 2017; 148:36-46. DOI: 10.1016/j.engstruct.2017.06.037
3. Elistratov V.V., Rigel I.V. Aeroelastic modeling of dynamic loads on the arctic wind turbine supporting structures. *Proceedings of the VNIIG*. 2025; 315:78-94. EDN HQZJRD. (rus.).
4. Martini F., Contreras Montoya L.T., Ilinca A. Review of Wind Turbine Icing Modelling Approaches. *Energies*. 2021; 14(16):5207. DOI: 10.3390/en14165207
5. Jiang W., Wen R., Qin M., Zhao G., Ma L., Guo J. et al. A Fast Simulation Method for Wind Turbine Blade Icing Integrating Physical Simulation and Statistical Analysis. *Energies*. 2024; 17(22):5785. DOI: 10.3390/en17225785
6. Tahani M., Hossein A., Hong J. Simulation of unsteady ice accretion on horizontal axis wind turbine blade sections in turbulent wind shear condition. *Physics of Fluids*. 2024; 36(11). DOI: 10.1063/5.0227355
7. Hu L., Zhu X., Hu C., Chen J., Du Z. Wind Turbines Ice Distribution and Load Response under Icing Conditions. *Renewable Energy*. 2017; 113:608-619. DOI: 10.1016/j.renene.2017.05.059
8. Voinov I.B., Elistratov V.V., Keresten I.A., Konishchev M.A., Nikitin M.A., Sofronova D.I. Profiling a Wind Wheel Blade Using Parametric Optimization and Computational Aerodynamics Methods. *Thermal Engineering*. 2024; 71(6):513-522. DOI: 10.1134/S0040601524060053
9. Demidov D.A., Dubov A.L. Modeling and research of aerodynamic processes in the area of wind turbine operation. *University science in modern conditions : Proceedings of the 57th scientific and technical conference. Part I*. 2023; 172-174. EDN KVMTVT. (rus.).
10. Solomin E.V., Terekhin A.A., Martyanov A.S., Kovalyov A.A., Ismagilov D.R., Ryavkin G.N. et al. Evaluation of influence of turbulence models on the vortex formation processes modeling in wind power. *Journal of Samara State Technical University. Ser. Physical and Mathematical Sciences*. 2022; 26(2):339-354. DOI: 10.14498/vsgtu1885. EDN SVRJGF. (rus.).
11. Elistratov V.V., Panfilov A.A., Petrov S.G. The use of digital technologies in substantiating the energy and design parameters of the arctic wind power plant. *Plumbing, Heating, Air-conditioning*. 2024; 6(270):56-59. EDN VEMIVW. (rus.).
12. Bol'shev A.S., Frolov S.A., Kharseev A.E., Rozov I.O. Calculation of the strength of the foundation of an Arctic wind turbine under extreme external loads. *Polar Mechanics : Proceedings of the VI All-Russian Scientific and Practical Conference with International Participation*. 2023; 87-97. DOI: 10.46960/polmech_2023_87. EDN PXIXHO. (rus.).
13. Belostotsky A.M., Negrozova I.Yu., Goryachevsky O.S. Estimation of aeroelastic stability of a tower spire. *Vestnik MGSU [Monthly Journal on Construction and Architecture]*. 2023; 18(11):1745-1762. DOI: 10.22227/19970935.2023.11.1745-1762 (rus.).
14. Belostotsky A., Afanasyeva I., Negrozova I., Goryachevsky O. Simulation of aerodynamic instability of building structures on the example of a bridge

section. Part 2: solution of the problem in a coupled aeroelastic formulation and comparison with engineering estimates. *International Journal for Computational Civil and Structural Engineering*. 2021; 17(3):24-38. DOI: 10.22337/2587-9618-2021-17-3-24-38

15. Wang T., Zhong W., Qian Y., Zhu C. *Wind Turbine Aerodynamic Performance Calculation*. Springer, Singapore, 2023. DOI: 10.1007/978-981-99-3509-3

16. Anderson C.G. *Wind Turbines: Theory and Practice*. 2nd ed. Cambridge, Cambridge University Press, 2024.

17. Marten D. *QBlade: A Modern Tool for the Aeroelastic Simulation of Wind Turbines : PhD Thesis*. TU Berlin, 2020. DOI: 10.14279/depositonce-10646

18. Jonkman B., Platt A., Mudafort R., Branlard E., Sprague M., Ross H. et al. OpenFAST/openfast: v3.5.3. *Zenodo*. 2024. DOI: 10.5281/zenodo.10962897

19. Brown K., Bortolotti P., Branlard E., Chetan M., Dana S., deVelder N. et al. One-to-one aeroservoelastic validation of operational loads and performance of a 2.8 MW wind turbine model in OpenFAST. *Wind Energy Science*. 2024; 9(8):1791-1810. DOI: 10.5194/wes-9-1791-2024

20. Papi F., Troise G., Behrens de Luna R., Saverin J., Perez-Becker S., Marten D. et al. Quantifying the impact of modeling fidelity on different substructure concepts. Part 2: Code-to-code comparison in realistic environmental conditions. *Wind Energy Science*. 2024; 9(4):981-1004. DOI: 10.5194/wes-9-981-2024

21. Wu X., Zhang X., Bhattarai H.B., Hwang H.J., Yang J., Kang S. Structural Behavior Analysis of UHPC Hybrid Tower for 3-MW Super Tall Wind Turbine Under Rated Wind Load. *International Journal of Concrete Structures and Materials*. 2022; 16(1). DOI: 10.1186/s40069-022-00542-8

22. Al-Sanad S., Parol J., Wang L., Kolios A. Design optimisation of wind turbine towers with reliability-based calibration of partial safety factors. *Energy Reports*. 2023; 9:2548-2556. DOI: 10.1016/j.egyr.2023.01.090

23. Partovi-Mehr N., Branlard E., Song M., Moaveni B., Hines E.M., Robertson A. Sensitivity Analysis of Modal Parameters of a Jacket Offshore Wind Turbine to Operational Conditions. *Journal of Marine Science and Engineering*. 2023; 11(8):1524. DOI: 10.3390/jmse11081524

24. Montgomerie B. *Methods for Root Effects, Tip Effects and Extending the Angle of Attack Range to 180, With Application to Aerodynamics for Blades on Wind Turbines and Propellers*. Technical Report, FOI, Swedish Defence Research Agency, 2004.

25. Øye S. Dynamic stall simulated as time lag of separation. *Proceedings of the 4th IEA Symposium on the Aerodynamics of Wind Turbines*. 1991; 27.

26. Klein A., Bartholomay S., Marten D., Lutz T., Pechlivanoglou G., Nayeri C. et al. About the suitability of different numerical methods to reproduce model wind turbine measurements in a wind tunnel with a high blockage ratio. *Wind Energy Science*. 2018; 3(1):439-460. DOI: 10.5194/wes-3-439-2018

27. Snel H., Houwink R., Piers W. Sectional prediction of 3d effects for separated flow on rotating blades. *Proc. European Community Wind Energy Conference*. Lübeck – Travemünde, 1992.

28. Glauert H. Airplane Propellers. *Aerodynamic Theory*. 1935; 169-360. DOI: 10.1007/978-3-642-91487-4_3

29. Lehtomäki V., Rissanen S., Wadham-Gagnon M., Sandel K., Moser W., Jacob D. Fatigue loads of iced turbines: Two case studies. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2016; 158:37-50. DOI: 10.1016/J.JWEIA.2016.09.002

30. Yang Z., Still B.A., Wait I., Chen G. Dynamic Responses of a Wind Turbine Founded in Warm Permafrost. *Journal of Cold Regions Engineering*. 2018; 32(4). DOI: 10.1061/(ASCE)CR.1943-5495.0000169

Received February 28, 2025.

Adopted in revised form on April 8, 2025.

Approved for publication on May 5, 2025.

B I O N O T E S : **Ivan V. Rigel** — postgraduate student, engineer of the Scientific and Educational Center “Renewable Energy Sources and Installations Based on Them” of the Civil Engineering Institute; **Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU)**; 29B Polytechnicheskaya st., vn. ter. d., Akademicheskoye municipal district, St. Petersburg, 195251, Russian Federation; SPIN-code: 4858-7966, ID RSCI: 1237632, ResearcherID: NIS-9111-2025, ORCID: 0009-0003-0940-372X; ivan.rigel@yandex.ru;

Viktor V. Elistratov — Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of the Higher School of Hydrotechnical and Power Engineering Construction of the Institute of Civil Engineering, Director of the Scientific and Educational Center “Renewable Energy Sources and Installations Based on Them”; **Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU)**; 29B Polytechnicheskaya st., n. ter. d., Akademicheskoye municipal district, St. Petersburg, 195251, Russian Federation; SPIN-code: 2719-4658, ID RSCI: 36278, Scopus: 57189578726, ResearcherID: C-3627-2016, ORCID: 0000-0001-7051-6027; elistratov@spbstu.ru.

Contribution of the authors:

Ivan V. Rigel — idea, collection of material, computational research, writing the article.

Viktor V. Elistratov — scientific supervision, formation of the structure and methodological filling of the article.

The authors declare that there is no conflict of interest.