



ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

Давыдов Денис Юрьевич

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ МОРСКОГО
БАЗИРОВАНИЯ ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ
КОМПОНОВКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ**

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

Томск – 2022

Работа выполнена в Инженерной школе энергетики федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель:

Обухов Сергей Геннадьевич

доктор технических наук, доцент, ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики

Официальные оппоненты:

Сушков Валерий Валентинович

доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Нижевартовский государственный университет», профессор кафедры энергетики

Горюнов Владимир Николаевич

доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий»

Защита состоится «29» апреля 2022 г. в 14.00 часов на заседании диссертационного совета ДС.ТПУ.17 Национального исследовательского Томского политехнического университета по адресу: 634034, г.Томск, ул. Усова, 7, ауд. 217.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Томского политехнического университета и на сайте dis.tpu.ru.

Автореферат разослан «__» _____ 2022 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета ДС.ТПУ.17
кандидат технических наук



подпись

Прохоров Антон Викторович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Приоритетным направлением развития возобновляемой энергетики в России является интеграция энергоустановок на их основе в системы электроснабжения потребителей в удаленных от энергосистемы регионах. Одним из перспективных вариантов электроснабжения децентрализованных потребителей может быть использование высокопотенциального морского ветрового энергоресурса путем размещения ветроустановок в шельфовых мелководных зонах акваторий Азиатско-Тихоокеанского региона, а также в морях российской Арктики. Согласно предварительным оценкам применение подобных морских ветроэлектростанций (МВЭС) в северных регионах может обеспечить 30-50% снижение потребностей в органическом топливе, что позволит повысить энергобезопасность и будет способствовать снижению выбросов парниковых газов. Другим потенциальным сектором внедрения морской ветрогенерации является строительство крупных сетевых МВЭС, поставляющих электроэнергию на оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭМ). На 2020 год в России введено в эксплуатацию более 1 ГВт установленной мощности ветрогенерации, в числе которых наземные сетевые ВЭС большой и средней мощности, эксплуатируемые преимущественно в южных регионах страны. Имея определенные успехи в развитии крупных ВЭС наземного класса на сегодняшний день в России не реализовано ни одного морского ветроэнергетического проекта, что во многом обусловлено экономическими факторами.

Система поддержки ВИЭ на ОРЭМ предусматривает штрафы за отклонение от нормативного коэффициента использования установленной мощности (КИУМ), который составляет 27% (норма, указанная в Постановлении Правительства РФ от 28.05.2013 № 449). В связи с этим, важным является достижение гарантированной производительности МВЭС, что является вполне реалистичным сценарием, поскольку среднемировой КИУМ таких ветроэлектростанций достигает 45%, что обеспечивается высокой скоростью и стабильностью морского ветра. Проблемным фактором является экономический аспект, обусловленный большими капиталовложениями на подобные проекты, что вызывает необходимость поиска оптимальных проектных решений, обеспечивающих достижение баланса между производительностью и инвестиционными затратами, что будет способствовать снижению себестоимости электроэнергии. Следовательно, вопрос повышения эффективности ВЭС является актуальной задачей, решение которой необходимо для обеспечения устойчивого развития ветроэнергетики в России.

Существенный вклад в развитие возобновляемой энергетики в России внесли следующие ученые: Безруких П.П., Велькин В.И., Воронин С.М., Елистратов В.В., Лукутин Б.В., Николаев В.Г., Попель О.С., Сидоренко Г.И., Тихонов А.В., и другие. Вопросам аэродинамики ветроэнергетических установок, интеграции и проектированию ветроэлектростанций морского базирования, а также разработке методик и средств оптимизации и повышения эффективности МВЭС посвящены научные труды: J.F. Ainslie, R.J. Barthelmie, N.A. Cutululis, S.T. Frandsen, P. Fuglsang, A.C. Hansen, K.S. Hansen, J.B. Jakobsen, N.O. Jensen, G.C. Larsen, J. Østergaard, O. Rathmann, J.N. Sørensen, P.E. Sørensen, K. Thomsen и многих других зарубежных ученых.

В настоящее время внимание многих исследователей, работающих в области проектирования МВЭС, сосредоточено на разработке методик оптимизации, позволяющих выполнять одновременный анализ различных вариантов компоновки МВЭС с точки зрения схем размещения энергетического оборудования и конфигураций электрической системы с целью минимизации потерь мощности и экономических затрат на строительство. Существующая тенденция к укрупнению МВЭС, множество различных типов ее

конфигураций, технические ограничения, стохастический характер ветрового энергоресурса и другие многочисленные факторы, требующие учета, определяют чрезвычайную сложность данной оптимизационной задачи. Следовательно, разработка универсальных и быстродействующих методик поиска оптимальных проектных решений МВЭС является необходимой для обеспечения устойчивого развития морской ветроэнергетики, в том числе в России.

Объектом исследования являются сетевые стационарные ветроэлектростанции, располагаемые на мелководных участках морских акваторий.

Предметом исследования являются алгоритмы и методики оптимизации структуры, параметров и схем кабельных соединений МВЭС, а также методы моделирования и прогнозирования ветроэнергетического потенциала.

Целью исследования является разработка эффективных алгоритмов, методик и средств для выполнения комплексной оптимизации компоновки энергетического оборудования с целью достижения максимальной эффективности МВЭС.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ современных методик, алгоритмов и моделей, используемых в решении задач оптимизации компоновки МВЭС и выявить недостатки, требующие устранения.

2. Разработать методику моделирования скорости и направления ветра с требуемой временной дискретизацией и обеспечивающей достоверное моделирование автокорреляционной зависимости, а также систематических суточных и сезонных флуктуаций.

3. Разработать модель технико-экономического анализа, позволяющую выполнять оценку производительности и инвестиционных затрат на оборудование МВЭС различных конфигураций с учетом влияния аэродинамического эффекта, электрических потерь, ветрового режима и характеристик участка акватории (батиметрии) за адекватное расчетное время.

4. Реализовать методику построения схем кабельных соединений электрической системы сбора мощности и поиска возможных путей прокладки экспортирующих кабелей системы электропередачи, обеспечивающую минимизацию затрат на кабельные линии и распределительные устройства.

5. Реализовать методику комплексной оптимизации компоновки МВЭС, обеспечивающей возможность одновременного поиска оптимальной схемы расстановки ВЭУ и оптимизации электрической системы, а также оценить ее эффективность в сравнении с последовательной методикой оптимизации.

Методы исследования. В процессе решения поставленных задач использовались вероятностно-статистические методы, методы математического моделирования, детерминированные и стохастические эвристические алгоритмы оптимизации.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Разработана модель скорости и направления ветра на основе диффузионного процесса Орнштейна-Уленбека дробного типа с периодической функцией равновесного среднего значения, обеспечивающая возможность моделирования статистических характеристик исходного временного ряда - автокорреляции, вероятностного распределения, а также систематических суточных и сезонных составляющих на различных временных промежутках с требуемой частотой дискретизации по времени.

2. Параметризованный детерминированный (эвристический) алгоритм поиска остова дерева минимальной стоимости с ограничением на проводимость связей и степень узлов, адаптированный к решению задачи оптимизации структуры

электрической системы сбора мощности МВЭС, обеспечивающий построение схем кабельных соединений радиальной и разветвленной топологии без пересекающихся связей с выбором кабелей оптимального сечения с учетом затрат на кабели и распределительные устройства.

3. Предложен комплексный подход к решению задачи поиска оптимальной компоновки энергетического оборудования на участке МВЭС, обеспечивающий построение симметричных схем размещения ВЭУ путем генерирования структурированных расчетных сеток с применением геометрических трансформаций и позволяющий снизить вычислительную сложность расчета.

Практическая значимость полученных результатов. Результаты диссертационной работы использовались ООО «ВДМ-техника» в процессе разработки стенда-полигона гибридной системы электроснабжения на основе установок ВИЭ, а также в учебном процессе Инженерной школы энергетики НИ ТПУ при подготовке магистров по направлению 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Реализованная методика моделирования скорости и направления ветра на основе стохастического дифференциального уравнения процесса Орнштейна-Уленбека дробного типа, обеспечивает возможность более достоверного моделирования статистических характеристик временных рядов, что подтверждается путем сравнения с ранее предложенной моделью на основе стандартного процесса Орнштейна-Уленбека, а также путем многократного тестирования модели посредством сопоставления синтезированных данных с фактическими данными скорости и направления ветра.

2. Усовершенствованный алгоритм оптимизации схем кабельных соединений системы сбора мощности МВЭС (DC-MSLA), позволяет устранить недостатки оригинального алгоритма (MSLA) за счет модификации функции компромиссных решений, что дает возможность обеспечить построение схем двух различных топологий с учетом затрат на распределительные устройства с выполнением построения без пересекающихся связей.

3. Предложенная методика решения комплексной задачи оптимизации компоновки позволяет обеспечить поиск оптимальных симметричных (структурированных) схем расстановки ВЭУ с одновременным построением схемы кабельных соединений, что обеспечивает выбор сбалансированной конфигурации МВЭС с точки зрения производительности и затрат на компоненты электрической системы.

Степень достоверности и апробация результатов исследования. Достоверность результатов исследования подтверждается путем сравнения решений полученных при использовании разработанных методик с фактическими данными, а также результатами предшествующих исследований.

Апробация работы и публикации. Основные результаты диссертационной работы апробированы на международных и всероссийских конференциях, в числе которых: Международная молодежная научная конференция «Тепломассоперенос в системах обеспечения тепловых режимов энергонасыщенного технического и технологического оборудования». Томск, Россия 24-26 апреля 2018 г.; Международная научная конференция «Энерго-ресурсоэффективность в интересах устойчивого развития». Томск, Россия 12-16 ноября 2018 г.; XVII Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии МСИТ-2020». Томск, Россия 17-20 февраля 2020 г.; IX Всероссийская научная конференция с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий». Томск, Россия 21-23 октября 2020 г.;

Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому региону». Тюмень, 2-4 июня 2021 г.

Личный вклад автора: все представленные в работе методики разработаны и исследованы лично автором при непосредственном согласовании принимаемых решений, а также обсуждении полученных результатов совместно с научным руководителем.

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 9 научных работ, в числе которых 4 публикации в журналах из перечня ВАК и 2 публикации в изданиях, индексируемых в базах данных Scopus и Web of Science (WoS).

Структура и объем диссертации. Общий объем диссертационной работы составляет 173 страницы, в том числе 99 рисунков, 41 таблица и состоит из введения, пяти глав, заключения, трех приложений и списка цитируемых источников в количестве 178 наименований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, обозначены объект, предмет и цель исследования, перечислены поставленные задачи и выделены основные результаты исследования, обладающие научной новизной, а также практическая значимость полученных результатов и степень их достоверности.

В первой главе проведен анализ текущего состояния, тенденций и сдерживающих факторов развития морской ветроэнергетики в России, одним из которых, являются значительная капиталоемкость, и как следствие потенциально низкая рентабельность подобных проектов. При этом располагаемый ветровой энергетический потенциал на участках морских границ и фактическое наличие широкой области применения подобного вида энергетических объектов актуализируют задачу предварительных исследований в данной области. С целью достижения высокой эффективности и обеспечения рентабельности, на стадии проектирования МВЭС необходим поиск оптимального решения следующих задач:

- задачи выбора оптимальной схемы расположения ветроустановок на предполагаемом участке строительства МВЭС с целью снижения потерь мощности, вызываемых влиянием аэродинамического эффекта;
- задачи проектирования электрической системы, которая включает в себя задачи синтеза оптимальной топологии кабельной системы сбора мощности, определение месторасположения морской трансформаторной подстанции и поиска оптимальных путей прокладки подводных кабельных линий электропередачи, удовлетворяющих требованиям надежности и экономичности электрической системы.

Ввиду существенной взаимосвязи между схемой размещения ветроустановок и конфигурацией электрической системы, обоснована необходимость применения комплексной методики оптимизации вместо традиционного поэтапного способа проектирования, когда перечисленные задачи решаются друг за другом. Комплексная методика предполагает одновременное выполнение поиска оптимальной схемы расположения оборудования и проектирования электрической системы с использованием в качестве глобальной целевой функции показателя себестоимости производства электроэнергии (LCOE), что позволяет обеспечить нахождение оптимального баланса между производительностью МВЭС и стоимостью электрической системы.

Обзор современных исследований в области оптимизации компоновок МВЭС позволил выявить некоторые недостатки используемых методик и сформулировать возможные способы их улучшения. Перспективным вариантом может быть использование

способа задания мест размещения ВЭУ путем генерирования расчетных сеток различной топологии и применения геометрических трансформаций, позволяющих изменять расстояния между турбинами, форму и пространственное ориентирование схемы компоновки. В отличие от используемых сеточного и координатного способов, такой подход позволяет ограничить число искомых параметров, а также обеспечивает построение оптимальных симметричных схем компоновок, ввиду существенных преимуществ при монтаже и техническом обслуживании, а также требований обеспечения навигационной безопасности.

Отмечается, что рассматриваемая проблема оптимизации является NP-трудной, поэтому для поиска приближенного решения используются метаэвристические алгоритмы, основанные на принципе псевдослучайного поиска с множественным перебором вариантов. Следовательно, одной из приоритетных задач является разработка универсальной расчетной модели, обеспечивающей возможность детального просчета разных конфигураций МВЭС с учетом разного рода факторов (характеристик ветрового режима, аэродинамического эффекта, конструктивных параметров оборудования, топографии и батиметрии морского дна) и технических ограничений за адекватное время.

При оптимизации ветропарков необходимо обеспечение надежного прогнозирования метеорологических параметров на площадке предполагаемого строительства МВЭС, а именно характеристик ветрового режима, напрямую влияющих на производительность – скорости, направления ветра и плотности воздуха. Более того, при анализе эффективности ВЭС важным является также моделирование как случайных, так и систематических вариаций скорости и направления ветра на различных интервалах времени, для чего необходимо использование стохастических вероятностных моделей, учитывающих фактор неопределенности энергоресурса. Во многих исследованиях используются упрощенные способы моделирования ветрового режима, чаще всего расчет ведется по средней скорости ветра в преобладающем направлении. Применение таких сценариев в реальной проектной задаче вряд ли позволит достичь оптимального результата, поскольку ввиду нелинейности энергетической характеристики ВЭУ и случайного характера ветрового энергоресурса данный подход приведет к некорректной оценке производительности и как результат неэффективному проектному решению.

В соответствии с поставленной целью работы и на основе проведенного обзора проблем ветроэнергетики и анализа возможных способов повышения эффективности морских ветроэлектростанций сформулированы задачи исследований, представленные во введении.

Вторая глава посвящена разработке методики оценки и моделирования ветрового режима на участке предполагаемого строительства МВЭС. В ходе исследования была реализована и протестирована методика моделирования скорости и направления ветра на основе стохастического дифференциального уравнения (СДУ), основными преимуществами которых являются: возможность задания требуемого шага дискретизации по времени без пересчета параметров модели, что является недостатком методик на основе авторегрессионных моделей.

Блок-схема алгоритма моделирования показана на рисунке 1.

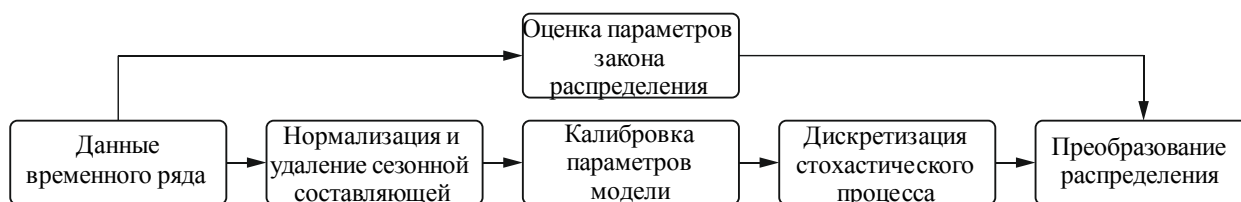


Рисунок 1 – Последовательность этапов выполнения моделирования

Предложенная в работе модель, реализована на основе СДУ стационарного процесса Орнштейна-Уленбека дробного типа (на основе дробного броуновского движения) с периодической функцией равновесного среднего значения, уравнение которого имеет следующий вид:

$$\begin{cases} y(t) = \alpha \cdot \cos(2\pi(t - t_{peak})/24) \\ dy(t)/dt = -\pi \cdot \alpha/12 \cdot \sin(\pi(t - t_{peak})/12) \\ dX_t = (dy(t)/dt + \theta \cdot [y(t) - X_t]) \cdot dt + \sigma \cdot dW_t^H \end{cases}, \quad (1)$$

где X_t – стохастическая переменная; θ – параметр скорости возврата к среднему уровню (μ); σ – параметр дисперсии приращений (диффузии); W_t^H – дробное броуновское движение с параметром экспоненты Херста ($H > 1/2$); $y(t)$ – функция, моделирующая периодические колебания стохастической переменной; α – параметр амплитуды суточного цикла моделируемой переменной; t_{peak} – время суточного максимума.

В отличие от ранее предложенной модели на основе стандартного процесса Орнштейна-Уленбека, реализованная в работе модель обеспечивает более точное моделирование автокорреляционной зависимости, а введение периодической функции равновесного среднего дает возможность моделирования нестационарных суточных систематических колебаний, что является необходимым при имитационном моделировании ветроэнергетических систем.

Для преобразования распределения реализаций стохастического процесса, которые имеют нормальное распределение с нулевым средним и единичной дисперсией, используется метод обратной трансформации, который состоит в последовательном преобразовании значений переменных сгенерированного временного ряда $X(t)$ в переменные заданного распределения $Y(t)$. При моделировании скорости ветра применялась обратная функция распределения Вейбулла с параметрами масштаба и формы, оцененными для каждого месяца данных агрегированного временного ряда, что помимо преобразования распределения, позволяет также смоделировать сезонные вариации:

$$\begin{cases} \Phi(x|\mu, \sigma) = (\sigma\sqrt{2\pi})^{-1} \cdot e^{-(x-\mu)^2/2\sigma^2} \\ \hat{Y}(t) = F^{-1}[\Phi(\hat{X}(t))] = c_s(t) \cdot (-\ln(1 - \Phi[\hat{X}(t)]))^{1/k_s(t)}, \end{cases} \quad (2)$$

где $\Phi(x|\mu, \sigma)$ – функция вероятности нормального распределения с математическим ожиданием μ и среднеквадратическим отклонением σ ; $Y(t)$ – преобразованная реализация стохастического процесса с заданным распределением и сезонной составляющей; X – реализация стохастического процесса; F^{-1} – обратная функция заданного распределения; c_s , k_s – параметры масштаба и формы распределения для каждого месяца года ($s=1, 2 \dots 12$).

Если распределение выборочных данных не может быть описано каким-либо законом распределения (например, направление ветра), тогда преобразование осуществляется посредством интерполяции эмпирической функции распределения.

С целью повышения качества моделирования проведен анализ четырех методов оценки неизвестных параметров распределения Вейбулла для выявления наиболее точного и устойчивого метода оценки. В результате проведенного сравнения, наиболее точные результаты оценки параметров были получены при использовании метода максимального правдоподобия (ММП), а также модифицированного метода моментов (ММ³) минимизирующего отклонения от первого и третьего начальных моментов. Величина ошибки расчетной величины среднегодовой потенциальной энергии ветра в рабочем диапазоне ВЭУ ($v = 4-25$ м/с) для данных методов во всех случаях не превышает 5 % (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнение качества оценки параметров распределения Вейбулла

Метеостанция	$W_{ср.}$, кВтч	$W_{ср.мод.}$, кВтч (MAPE, %)			
		Графический	ММП	ММ	ММ ³
Амдерма	2872,8	2945,8 (2,5)	2836,1 (-1,3)	2845,8 (-0,9)	2872,5 (-0,01)
Нарьян-Мар	687,8	724,5 (5,3)	667,7 (-2,9)	660,2 (-4,0)	662,1 (-3,7)
Новый порт	2017,8	2181,4 (8,1)	2036,5 (0,9)	1999,0 (-0,9)	2015,1 (-0,1)
Салехард	571,4	600,4 (5,1)	578,0 (1,1)	558,2 (-2,3)	558,3 (-2,3)
Диксон	3223,4	3197,7 (-0,8)	3200,8 (-0,7)	3191,8 (-1,0)	3210,7 (-0,4)
Хатанга	919,7	1091,7 (18,7)	876,0 (-4,7)	871,0 (-5,3)	897,0 (-2,5)

Примечание: $W_{ср.}$ – величина потенциальной энергии ветра, рассчитанная по исходному временному ряду скорости ветра; $W_{ср.мод.}$ – прогнозируемая величина энергии ветра, рассчитанная по случайной выборке, полученной из теоретического распределения; ММП – метод максимального правдоподобия; ММ – метод моментов; ММ³ – модифицированный метод моментов (минимизация отклонения от первого и третьего начальных моментов)

Проверка адекватности стохастической модели заключалась в оценке соответствия характеристик синтезированных последовательностей характеристикам фактических данных наблюдений. Пример сравнения характеристик смоделированных временного ряда с характеристиками фактического временного ряда данных скорости и направления ветра, зарегистрированных на метеостанции Мурманска (WMO: 22113) за период с 01.01.1999 по 01.01.2019 г., продемонстрированы на рисунке 2.

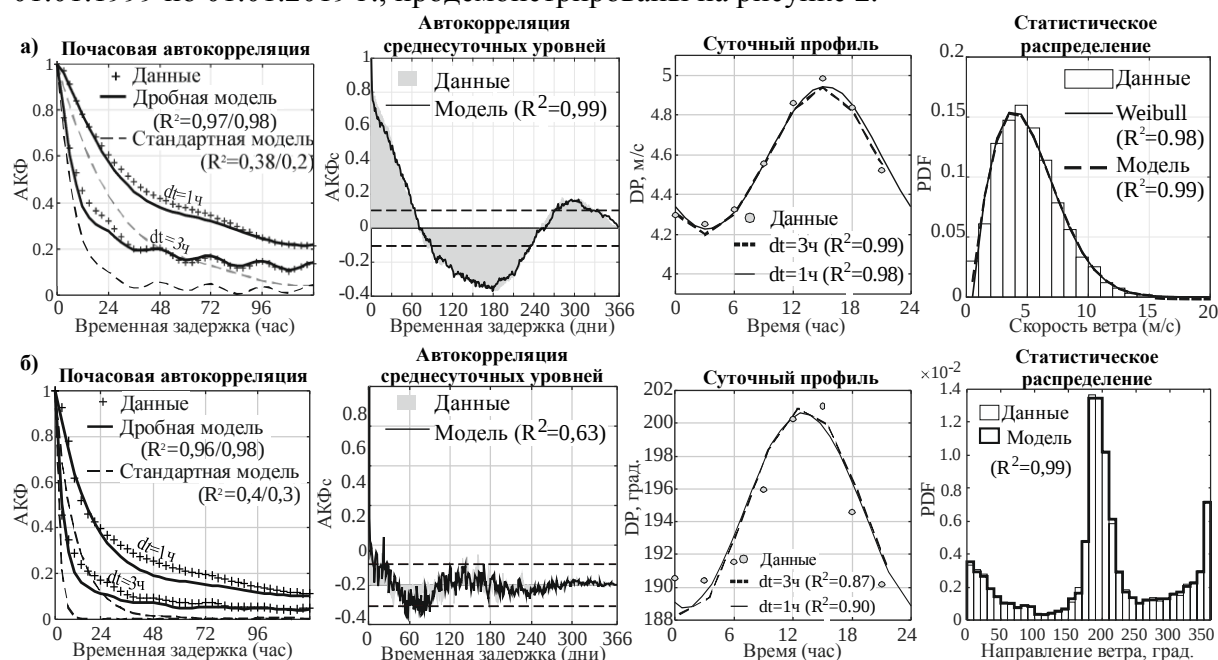


Рисунок 2 – Характеристики синтезированных и фактических данных скорости (а) и направления (б) ветра

Результаты сравнения демонстрируют очевидное преимущество дробной модели по сравнению со стандартной моделью на основе марковского процесса, что выражено в более точном соответствии почасовой автокорреляционной зависимости (АКФ) и обусловлено свойством долговременной памяти дробного процесса. Кроме того, предложенная модель обеспечивает возможность моделирования суточных (DP) и сезонных вариаций (АКФс) с хорошей степенью достоверности.

Результаты оценки достоверности, полученные в ходе исследования качества моделирования на основе 518 временных рядов данных скорости и направления ветра, зарегистрированных на метеостанциях, расположенных на территории России (из

электронного архива Всероссийского института гидрометеорологической информации ВНИИГМИ-МДЦ), сведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты сравнения моделей и оценки достоверности моделирования

Критерий	Скорость ветра				Направление ветра			
	Стандартная модель ($H=1/2$)		Дробная модель ($H>1/2$)		Стандартная модель ($H=1/2$)		Дробная модель ($H>1/2$)	
	среднее	ст.откл.	среднее	ст.откл.	среднее	ст.откл.	среднее	ст.откл.
Шаг временной дискретизации ($\Delta t = 3$ ч)								
$R^2(АКФ)$	0,47	0,27	0,93	0,06	0,34	0,19	0,91	0,10
$R^2(DP)$	0,90	0,13	0,92	0,10	0,87	0,16	0,88	0,17
$R^2(АКФ_c)$	0,98	0,04	0,98	0,03	0,92	0,12	0,95	0,07
BIC	239,6	83,6	238,5	84,2	1,31	0,11	1,31	0,11
Шаг временной дискретизации ($\Delta t = 1$ ч)								
$R^2(АКФ)$	0,31	0,27	0,91	0,10	0,14	0,18	0,86	0,14
$R^2(DP)$	0,89	0,12	0,92	0,10	0,84	0,17	0,84	0,17
$R^2(АКФ_c)$	0,98	0,04	0,98	0,03	0,94	0,09	0,95	0,07
BIC	697,8	255,2	691,3	257,2	3,70	0,32	3,69	0,32

Примечание: $R^2(АКФ)$, $R^2(DP)$, $R^2(АКФ_c)$ – коэффициенты детерминированности почасовой автокорреляции, суточного профиля и автокорреляции среднесуточных уровней; BIC – Байесовский информационный критерий.

Судя по меньшим средним значениям критерия BIC, вариант использования дробного стохастического процесса является более подходящим с точки зрения достоверности моделирования и количества параметров модели по сравнению с моделью на основе стандартного процесса.

В третьей главе приведено описание методики оценки технико-экономических показателей МВЭС. Модель выполняет оценку производительности МВЭС и экономических затрат в зависимости от состава, количества и типа используемого энергетического оборудования, а также его геометрического расположения на площадке.

При оценке производительности МВЭС выполняется моделирование влияния аэродинамического эффекта на выработку электроэнергии каждой турбины в течение заданного периода времени, а также электрические потери в кабельных линиях системы сбора мощности, силовых трансформаторах и экспортирующих кабелях электропередачи от морской трансформаторной подстанции (МТП) до береговой подстанции электрической сети энергосистемы.

Расчет стоимости МВЭС выполняется на основе моделей затрат, построенной на основе аппроксимированных стоимостных показателей для каждого компонента МВЭС в зависимости от их типа, конструктивных характеристик и параметров. В процессе оценки инвестиционных затрат рассчитываются затраты на ветроустановки и их опорные конструкции различного типа (гравитационные, моносваи, каркасы), включая стоимость доставки и монтажа; затраты на основное и вспомогательное оборудование морской трансформаторной подстанции (МТП), включающие затраты на силовые трансформаторы, распределительные устройства высокого и среднего напряжения, систему шин и дизель-генераторы собственных нужд; затраты на кабели системы сбора мощности и экспортирующие кабели высокого напряжения. Поскольку стоимость опорных конструкций ВЭУ и затраты на прокладку кабельных линий зависят от глубины на участке акватории при расчете используются данные топографии и батиметрии (GEBCO-2020).

Блок-схема последовательности этапов расчета показана на рисунке 4.



Рисунок 3 – Блок-схема алгоритма технико-экономической оценки конфигурации МВЭС

В процессе расчета производительности оценивается падение скорости ветра, вызываемое аэродинамическим эффектом с учетом степени затенения ветроколеса турбины в зависимости от направления ветра и схемы расстановки ВЭУ (рисунок 4).

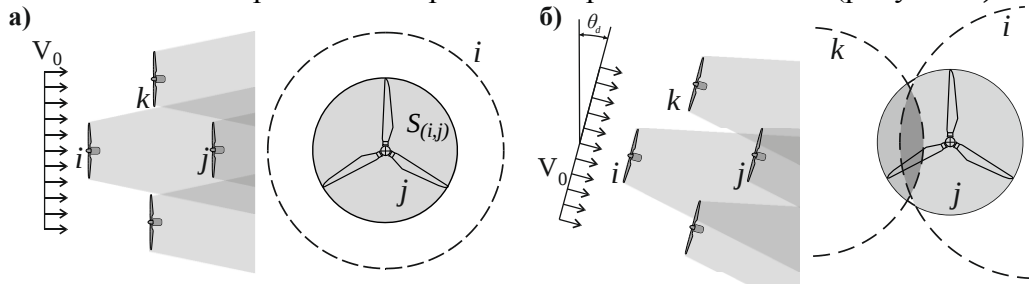


Рисунок 4 – Изменение степени затенения турбин при изменении угла направления ветра: а – полное затенение ветроколеса турбины; б – частичное затенение ветроколеса турбины j аэродинамическим следом турбины i и турбины j

Абсолютная скорость ветра перед ветроколесом каждой турбины и величина среднегодового объема генерируемой и переданной в электрическую сеть энергосистемы электроэнергии (AED) вычисляются по следующим формулам:

$$V_i(x, y, V_0, \theta_d) = V_0 \left[1 - \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} \Delta V^2 \cdot (S_{(i,j)} / \pi r_{wt(j)}^2)} \right], \quad (3)$$

$$AED = \sum_{i=1}^{N_{wt}} \sum_{d=1}^{N_{wd}} \sum_{s=1}^{N_{ws}} P_{wt(i)} [V_i(x, y, v_s^h, \theta_d)] \cdot f(v_s^h, \theta_d) \cdot T - \Delta P_{\Sigma C}, \quad (4)$$

где V_0 – скорость свободного воздушного потока, м/с; ΔV – относительное падение скорости ветра перед ветроколесом турбины; N_{wt} – количество ВЭУ; $S_{(i,j)}$ – часть ометаемой площади ветроколесом j-той турбины, попадающая в область аэродинамического следа i-ой турбины; $r_{wt(j)}$ – радиус ветроколеса j-той ВЭУ; $P_{wt(i)}$ – выходная мощность генерируемая i-ой ВЭУ в ветропарке, кВт; $V_i(x, y, v_s^h, \theta_d)$ – скорость ветра с учетом потерь, вызываемых аэродинамическим эффектом при заданном направлении ветра (θ_d) и начальной скорости (v_s^h) на высоте оси ветроколеса турбины (h), м/с; f – функция плотности распределения вероятностей по градациям скорости и направления ветра; N_{ws} , N_{wd} – число градаций скорости ветра и число секторов гистограммы направлений ветра; T – расчетное число часов; $\Delta P_{\Sigma C}$ – суммарные потери

мощности в электрической системе (кабелях среднего и высокого напряжения, силовых трансформаторах) , кВт.

В качестве тестового примера для проверки модели использованы конфигурации двух существующих МВЭС «Horns Rev 1» и «Horns Rev 2», географическое расположение которых, а также распределение скорости ветра показаны на рисунке 5.

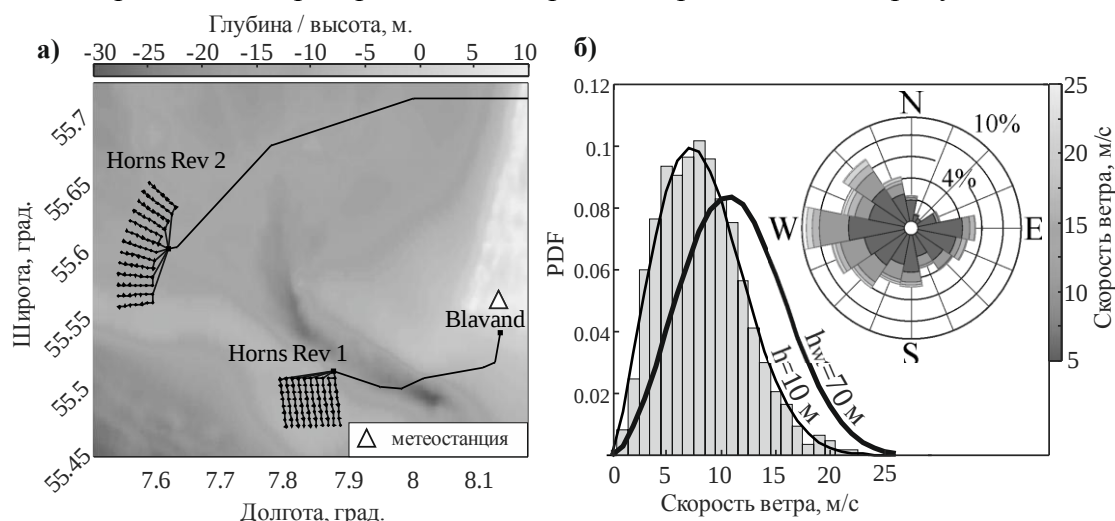


Рисунок 5 – Географическое расположение МВЭС с батиметрией участка (а) и распределение скорости и направления ветра (б)

Проведенная верификации модели путем сравнения расчетных технико-экономических показателей с фактическими значениями показала, что предложенная модель обеспечивает адекватную оценку показателя КИУМ, капитальных затрат (CAPEX) и нормированной себестоимости электроэнергии (LCOE) с незначительными отклонениями от фактических значений в пределах 5%. Результаты сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты оценки технико-экономических показателей

Наименование ВЭС	Horns Rev 1	Horns Rev 2
Детализация капитальных затрат (в млн.евро)		
ВЭУ и фундаменты	202,44	316,70
Система интеграции	22,14	31,83
Система сбора мощности	34,21	39,04
Система электропередачи	22,986	93,804
Прочее (SCADA, проектирование)	1,48	7,4529
Расчетные технико-экономические показатели		
AEP_{gross} , ГВтч/год	594,3 (-1%)	908,7 (+1%)
AEP_{net} , ГВтч/год	554,4 (+0,8%)	845,7 (+3%)
CAPEX, млн.евро.	283,2 (+1,78%)	488,82 (+2,91%)
КИУМ, %	39,55(-0,9%)	46,13 (-4,7%)
LCOE, евро/МВт	60,1 (-1,4%)	68,8 (-1,3%)

В четвертой главе разработана методика оптимизации электрической системы МВЭС, предназначенная для синтеза конфигурации кабельной системы сбора мощности и трассировки путей прокладки экспортирующих кабельных линий с обеспечением минимальных экономических затрат при учете технических ограничений. Отличительной особенностью реализованной методики является возможность выполнения синтеза двух различных конфигураций схемы соединений (радиальной и радиальной-разветвленной), а также включение фактора затрат на

распределительные устройства, которые также зависят от топологии сети. При этом обеспечивается выбор оптимального сечения кабеля по допустимому длительному току, учитывается ограничение по максимальному числу турбин в группе (объединенных одной кабельной линией), а также в процессе построения схемы выполняется проверка и исключение участков кабельных линий образующих пересечения.

Поставленная задача сформулирована как задача поиска планарного графа остоного дерева минимальной стоимости с ограничением на проводимость связей и степени узлов (*Degree-constrained minimum spanning tree problem* – DCMSTP) с учетом весовых коэффициентов, зависящих от степени узлов графа и протяженности связей, что применительно к поставленной задаче интерпретируется как зависимость стоимости распределительных устройств от числа подключений к какому-либо узлу сети и суммарной длины участков КЛ.

Целевая функция минимизации стоимости кабельной системы имеет следующий вид:

$$cost(G) \rightarrow \min \left[\sum_{(i,j) \in A} \sum_{t \in T} x_{(i,j)}^t \cdot c_{(i,j)}^t + \sum_{d \in \{1..d_{\max}\}} \omega_d \sum_{v \in V_T} z_v^d + \sum_{k \in V_S} m_k^d \cdot w_d \right], \quad (5)$$

где $G=(V,A)$ – граф конфигурации кабельной системы, состоящий из множества узлов V (V_T – ВЭУ и V_S – МТП) и множества связей A (кабельных линий); $x_{(i,j)}^t \in \{0,1\}$ – переменная, которая принимает значение $x_{(i,j)}^t=1$, если связь $(i,j) \in A$, включена в остоное дерево сети и $x_{(i,j)}^t=0$ в противном случае; $z_v^d \in \{0,1\}$ – дополнительная переменная указывающая степень узла $v \in V_T$, которая принимает значение $z_v^d=1$, если узел имеет степень $d>0$; $m_k^d \in \{0,1\}$ – дополнительная переменная указывающая степень узла $k \in V_S$; w_d – стоимость подключения к центральному узлу.

В качестве алгоритма синтеза конфигурации кабельной системы применяется эвристический детерминированный алгоритм построения топологии многоскоростной сети локального доступа (*Multispeed Local Access Algorithm* – MSLA) с соответствующей модификацией формулы расчета компромиссных вариантов:

$$sv_{(i,j)} = g_j^t - (c_{(i,j)}^t + (g_i^{t'} - g_i^t)) + (w - \omega_{(i,j)}), \quad (6)$$

где g_j^t – стоимость связи между узлом (j) и центральным узлом (s) кабелем типа (t) , $c_{(i,j)}^t$ – стоимость связи (i,j) ; $g_j^{t'}$ – стоимость связи (i,s) выполненной кабелем увеличенного сечения, g_i^t – стоимость связи (i,s) ; w – стоимость подключения к центральному узлу (подключения к шинам подстанции); $\omega_{(i,j)}$ – стоимость, зависящая от степени узла i при добавлении связи (i,j) .

Для оценки эффекта, достигаемого при использовании модифицированного алгоритма (*Degree-constrained MSLA* – DC-MSLA), учитывающего в процессе зависимость стоимости сети от степени узлов, выполнено построение схем кабельных соединений для трех схем компоновки ВЭС, различающихся количеством турбин: $N=[10 \times 5]$ (50 ВЭУ); $N=[10 \times 8]$ (80 ВЭУ) и $N=[10 \times 10]$ (100 ВЭУ) с дистанцией между турбинами, задаваемой случайным образом в пределах от 5D по 11D и случайным смещением точки месторасположения ВЭУ.

Диаграммы разброса стоимости кабельной системы и распределительных устройств (РУСН), полученные в результате 50 запусков алгоритма построения для каждой генерируемой компоновки, приведены на рисунке 6.

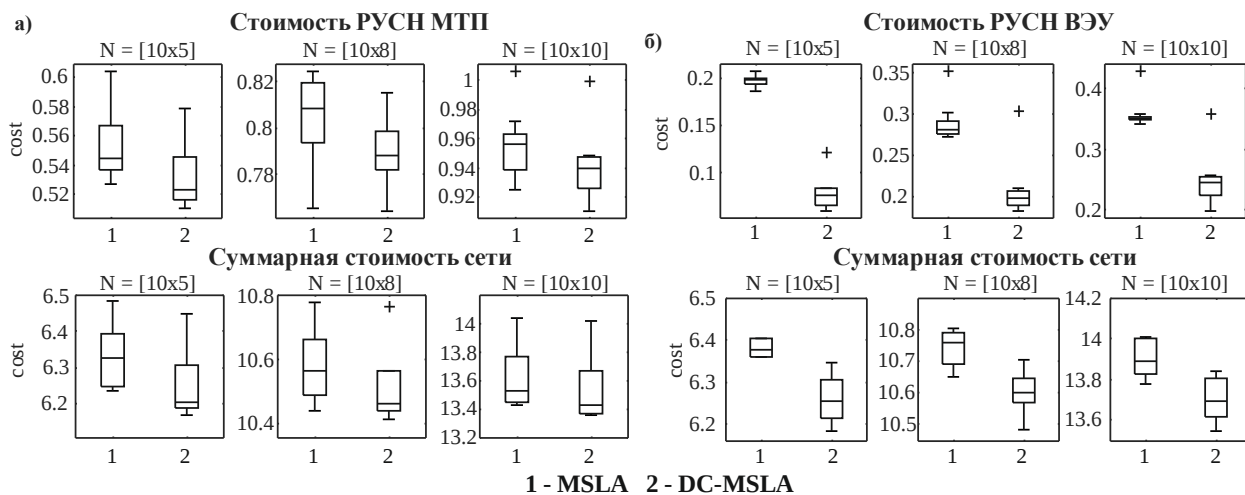


Рисунок 6 – Оценка эффективности модифицированного алгоритма (DC-MSLA):
а – радиальная конфигурация; б – разветвленная конфигурация

Результаты исследования показали, что при использовании предложенного алгоритмом DC-MSLA, общая стоимость конфигураций кабельной системы в среднем ниже на 2% по сравнению с решениями, полученными при использовании стандартного алгоритма MSLA. Это достигается в большей степени за счет снижения затрат на распределительные устройства, затраты на которые ниже на 3% для радиальной топологии сети и почти на 40% для разветвленной конфигурации. Стоимость кабелей для схем, построенных при помощи DC-MSLA на 1% и 0,5% меньше, чем при использовании оригинального алгоритма.

Качественное сравнение оригинального и модифицированного алгоритмов продемонстрировано на примере синтеза схемы кабельных соединений для фактической схемы расстановки ВЭУ МВЭС «Horns Rev 1» (с месторасположением МТП в центральной точке схемы) показано на рисунке 7.

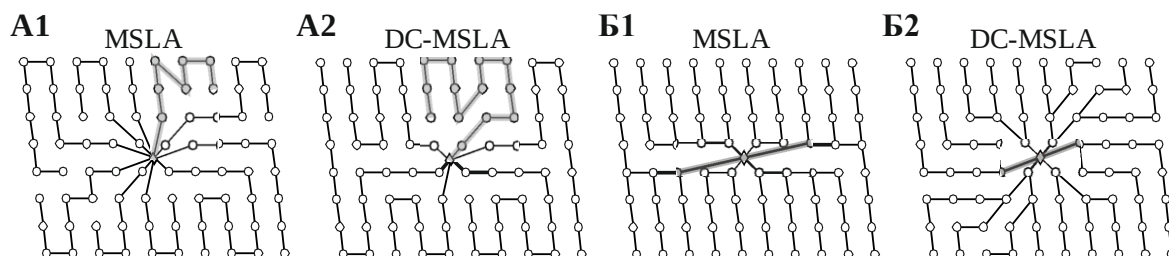


Рисунок 7 – Сравнение стандартного MSLA и модифицированного алгоритма DC-MSLA на примере синтеза схем радиальной (A1, A2) и разветвленной конфигурации (B1, B2)

Сравнивая схемы A1 и A2 можно видеть, что модифицированный алгоритм (DC-MSLA) выполняет построение более длинных цепочек кабельных линий с большим количеством соединенных турбин, что в итоге позволяет снизить количество подключений к МТП и сократить затраты на распределительные устройства. В схемах разветвленной конфигурации (B1, B2), алгоритм DC-MSLA добавляет переемы (ответвления) ближе к узловой точке МТП, что позволяет получить более экономичное решение за счет сокращения протяженности межблочных кабелей большего сечения, соединяющих группы ВЭУ с подстанцией.

Ввиду того, что выбранный алгоритм относится к классу детерминированных эвристических, принципом которых является выбор наилучших решений на каждой итерации без последующего пересмотра решения, для улучшения качества решений применяется стратегия, основанная на введении варьируемых параметров функции

компромиссных решений, изменение которых позволяет влиять на порядок добавления связей в процессе построения остоного дерева. В таком случае функция компромиссных решений модифицированного алгоритма приобретает следующий вид:

$$sv_{(i,j)} = g_j^t - (\alpha \times c_{(i,j)}^t + (g_j^t - g_i^t)) + |g_i^t - g_j^t| \times \beta + (w - \omega_{(i,j)}) \times \gamma, \quad (7)$$

где α – параметр масштабирования дистанций между нецентральными вершинами; β – параметр асимметрии расстояний между нецентральными вершинами и центральной вершиной; γ – весовой коэффициент стоимости степени вершины.

В качестве дополнительного параметра используется показатель степени в формуле расстояния Минковского, посредством которой рассчитывается матрица расстояний:

$$l_{(i,j)} = \sqrt[p]{|x_i - x_j|^p + |y_i - y_j|^p}, \quad (8)$$

где (x,y) – координаты точек геометрического расположения узлов сети; p – параметр, определяющий метрику расстояния.

Для получения наилучшего решения, необходимо осуществить корректный подбор значений данных параметров для чего используется алгоритм роя частиц (Particle swarm optimization – PSO).

Блок-схема гибридной методики оптимизации изображена на рисунке 8.

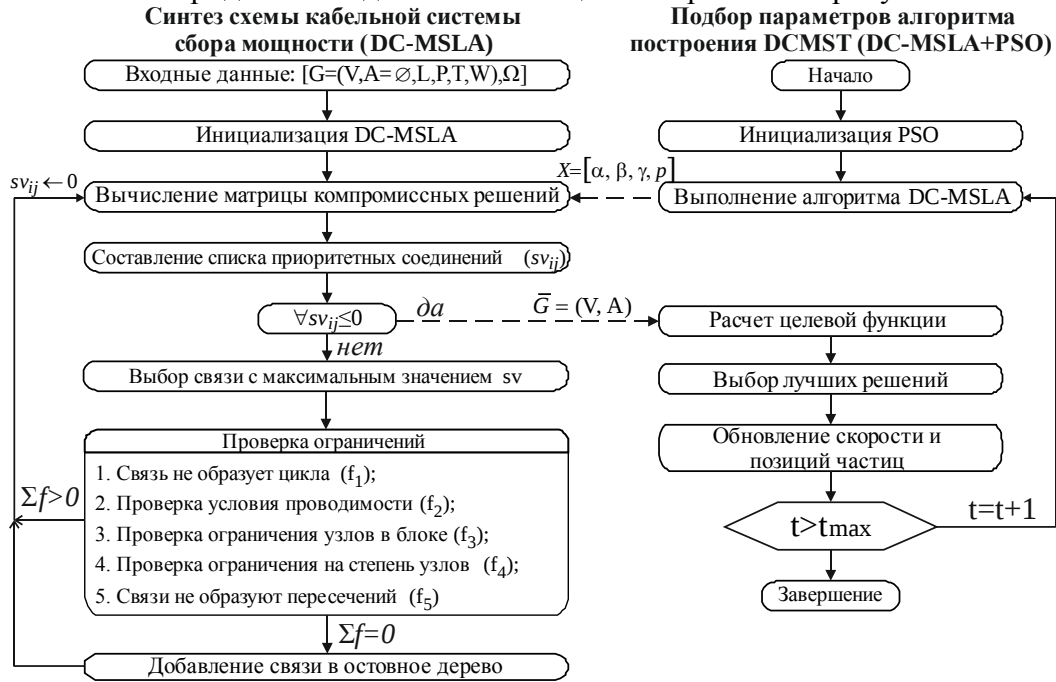


Рисунок 8 – Блок-схема гибридного алгоритма DC-MSLA+PSO

Выполнено сравнение результатов полученных при использовании алгоритма DC-MSLA и гибридной методики DC-MSLA+PSO с решениями оригинального алгоритма MSLA и эвристического алгоритма Planar Open Savings (POS) для серии тестовых случаев, в ходе которых выполнялось построение радиальной и разветвленной топологии сети при различной проводимости (допустимом токе) кабелей. В качестве эталонного результата используются решения, полученные при помощи алгоритма решения задачи целочисленного линейного программирования CPLEX. Результаты построения сети радиальной топологии с одним типом кабеля и разветвленной топологии с двумя типами кабелей, наглядно демонстрируют эффективность предложенной модификации (рисунок 9).

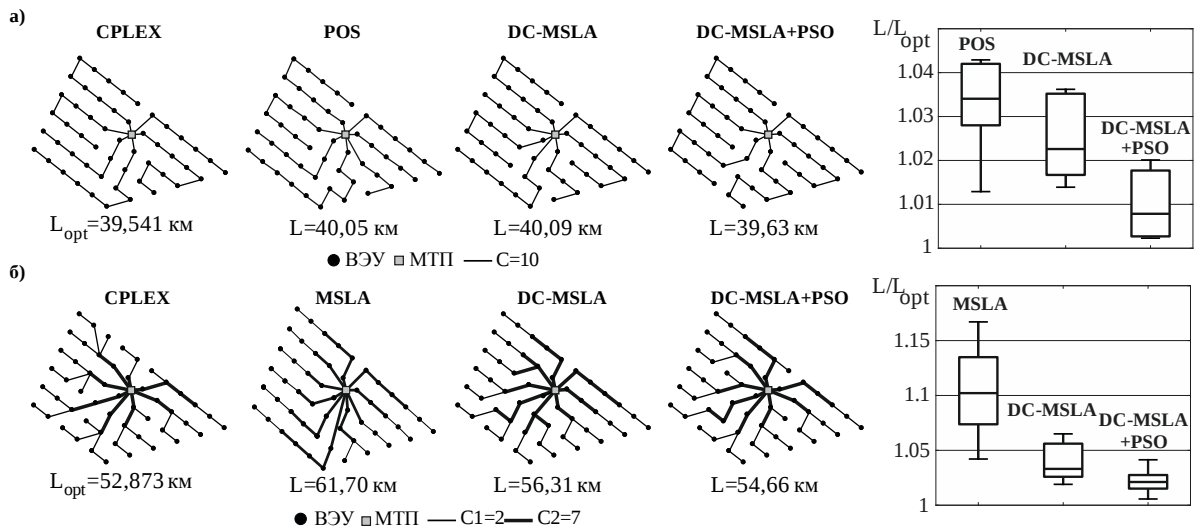


Рисунок 9 – Сравнение результатов: а – радиальная топология; б – разветвленная топология с использованием кабелей двух типов

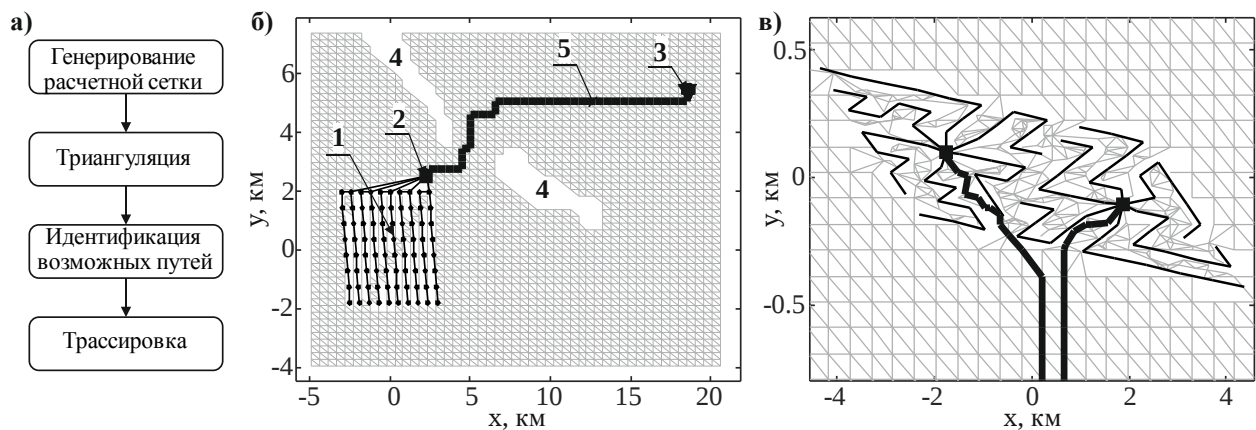
Решения, полученные при использовании алгоритма (DC-MSLA) в заданных тестовых случаях, в среднем на 2% и 6% экономичней (по протяженности кабельных линий) ранее предложенных эвристических алгоритмов POS и MSLA. Выполнение оптимизации при помощи гибридного алгоритма DC-MSLA+PSO позволяет получить более точные решения с отклонением целевого показателя (от результата CPLEX) не превышающим 2% и 5%.

В дополнение к вышеописанной методике, предложен способ поиска путей прокладки экспортирующих кабелей с учетом геотехнических ограничений, к которым относятся глубоководные участки акватории, а также обход мест, где экспортирующие кабели образуют пересечения с кабелями системы сбора мощности. Принцип предложенного способа заключается в дискретизации координатной плоскости участка акватории, в окрестность которой входят множество точек координат размещения оборудования МВЭС, а также координаты точки размещения приемной подстанции энергосистемы. Затем выполняется триангуляция данной расчетной сетки, что позволяет получить структуру связей, объединяющих узлы расчетной сетки и исключить связи, в местах, где прокладка кабеля не возможна. Трассировка путей прокладки выполняется посредством построения дерева кратчайших путей с помощью алгоритма Дейкстры (Dijkstra), что условно можно записать в виде следующей функции:

$$R \leftarrow \text{shortestpathstree}[G' = (V', A', L'), i_m, i_s], \quad (9)$$

где R – граф кратчайших путей; $G' = (V', A', L')$ – граф расчетной сетки без пересекающихся связей с множеством весов L' (расстояния между узлами расчетной сетки); i_m – индексы узлов начала путей (МТП); i_s – индекс конечного узла пути (приемная береговая подстанция).

Упрощенная блок-схема алгоритма, а также результат выполнения трассировки пути прокладки для МВЭС «Horns Rev 1» и МВЭС «Sheringham Shoal» продемонстрированы на рисунке 10.



1 – участок размещения ВЭУ; 2 – пункт сбора мощности (МТП); 3 – береговая подстанция; 4 – запрещенные участки; 5 – путь прокладки экспортирующей КЛ

Рисунок 10– Блок схема алгоритма (а) и результат трассировки пути экспортирующего кабеля МВЭС «Horns Rev 1» с ограничением по допустимой глубине прокладки (б) и МВЭС «Sheringham Shoal» с исключением пересечений

На рисунке 10-а продемонстрирован результат выполнения трассировки экспортирующей кабельной линии с обходом глубоководных зон, где прокладка кабеля нежелательна. Другой пример, изображенный на рисунке 10-б, демонстрирует возможность поиска путей прокладки двух экспортирующих кабелей от МТП, расположенных на площадке размещения турбин. В данном случае, ввиду расположения морских подстанций внутри границ ветропарка, при устранении связей образующих пересечения с кабельными линиями системы сбора мощности, возможен случай, когда узел конечного пункта не может быть достигнут из начальной точки. В качестве решения данной проблемы используется способ, основанный на добавлении дополнительных узловых точек расчетной сетки, распределенных случайным образом (рисунок 10-в), что позволяет увеличить число допустимых путей и по сравнению с вариантом решения путем уменьшения шага дискретизации расчетной сетки сократить вычислительную сложность.

В пятой главе описана и протестирована методика комплексной оптимизации компоновки МВЭС, позволяющая выполнять одновременный поиск оптимальной схемы размещения ветроустановок, построение кабельной разводки системы сбора мощности и определение оптимального месторасположения морской трансформаторной подстанции, а также поиск кратчайшего пути прокладки экспортирующего кабеля. Методика основана на использовании способа генерации расчетных сеток с динамически изменяющимися параметрами в процессе оптимизации, множество узлов которых определяет геометрию массива ветроустановок. В отличие от ранее предложенных методик подобного типа, предложенный способ не ограничивается традиционными регулярными топологиями и позволяет посредством применения геометрических трансформаций различного типа, выполнять, в том числе построение нерегулярных (криволинейных и круговых) симметричных схем компоновки. Алгоритм поиска параметров реализован на основе метода оптимизации роем частиц (PSO), посредством которого осуществляется одновременный поиск оптимальных значений параметров задающих геометрию расчетной сетки, координат размещения морской подстанций и параметров алгоритма DC-MSLA, выполняющего синтез структуры кабельной системы для каждой оптимизируемой компоновки МВЭС.

Общая блок-схема алгоритма, а также некоторые возможные варианты синтеза сетки размещения ВЭУ показаны на рисунке 11.

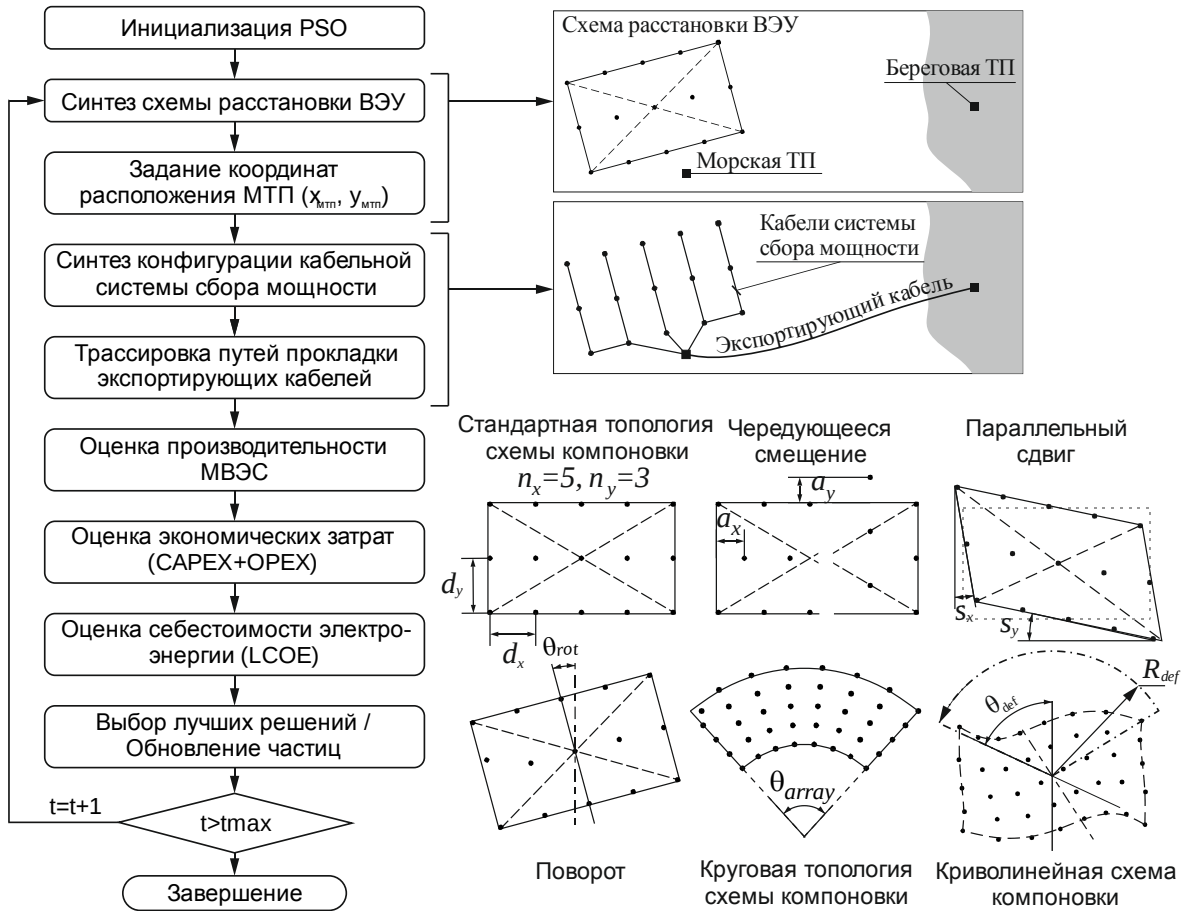


Рисунок 11 – Блок-схема алгоритма комплексной оптимизации схемы компоновки МВЭС

Оптимизационная задача выбора компоновки МВЭС ограничена поиском **18 параметров**, число которых фиксировано и не зависит от размера МВЭС (за исключением числа МТП), что позволяет снизить вычислительную нагрузку при выполнении оптимизации крупных МВЭС.

Множество искомых параметров компоновки может быть записано в следующем виде:

$$X = [n_x, n_y, d_x, d_y, a_x, a_y, s_x, s_y, \theta_{rot}, \theta_{array}, \theta_{def}, R_{def}] \cup (x_{mnt}, y_{mnt}) \cup [\alpha, \beta, p, \gamma], \quad (10)$$

где n_x, n_y – число продольных и поперечных рядов ВЭУ; d_x, d_y – расстояния между рядами; a_x, a_y – чередующееся смещение рядов; s_x, s_y – углы параллельного сдвига; θ_{rot} – поворот сетки; θ_{array} – угол заполнения круговой сетки; θ_{def}, R_{def} – угол и радиус деформации сетки; x_{mnt}, y_{mnt} – координаты точки размещения МТП; α, β, p, γ – параметры алгоритма DC-MSLA.

В качестве целевой функции для оптимизации используется показатель нормированной себестоимости электроэнергии $LCOE$, рассчитанный от показателя AED :

$$LCOE(X, t) \rightarrow \min \left[\sum_{t=0}^T \frac{CAPEX(X, t) + OPEX(X, t)}{(1+r)^t} \right] / \left[\sum_{t=0}^T \frac{AED(X, t)}{(1+r)^t} \right], \quad (11)$$

где $LCOE(X, t)$ – оптимизируемый показатель нормированной себестоимости электроэнергии зависящий от искомых параметров компоновки МВЭС (X) и расчетного года эксплуатации (t); $CAPEX(X, t)$, $OPEX(X, t)$ – капитальные и эксплуатационные затраты; r – ставка дисконтирования.

Тестирование методики выполнялось на примере поиска лучшего варианта компоновки существующей МВЭС «Horns Rev 1». В ходе тестирования выполнен поиск четырех компоновок при различных заданных ограничениях (рисунок 12).

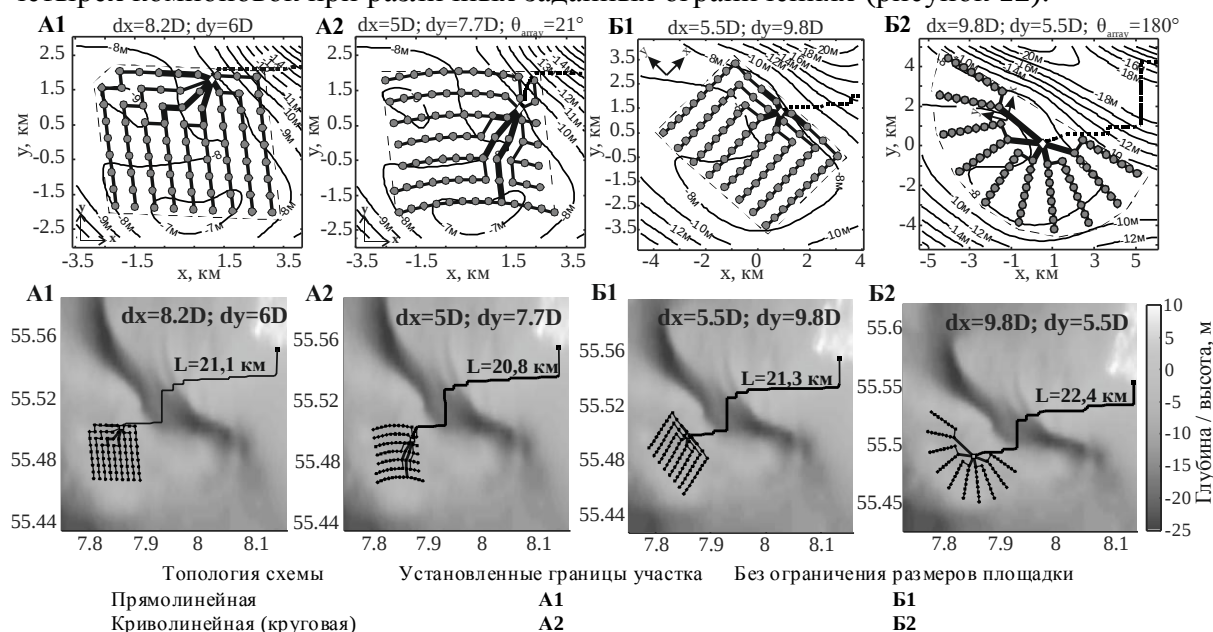


Рисунок 12– Оптимизированные схемы компоновки МВЭС «Horns Rev 1»

В первом случае поиск схемы расстановки турбин регулярной (прямолинейной) и нерегулярной топологии выполнялся в пределах границ площадки фактической компоновки МВЭС. Во втором случае, область размещения ветроустановок в процессе оптимизации динамически изменяется и размеры участка МВЭС определяются геометрической формой и размером массива точек определяющих места расположения ветроустановок.

Зависимости потерь мощности от аэродинамического эффекта в преобладающем направлении ветра при средней скорости 8 м/с показаны на рисунке 13.

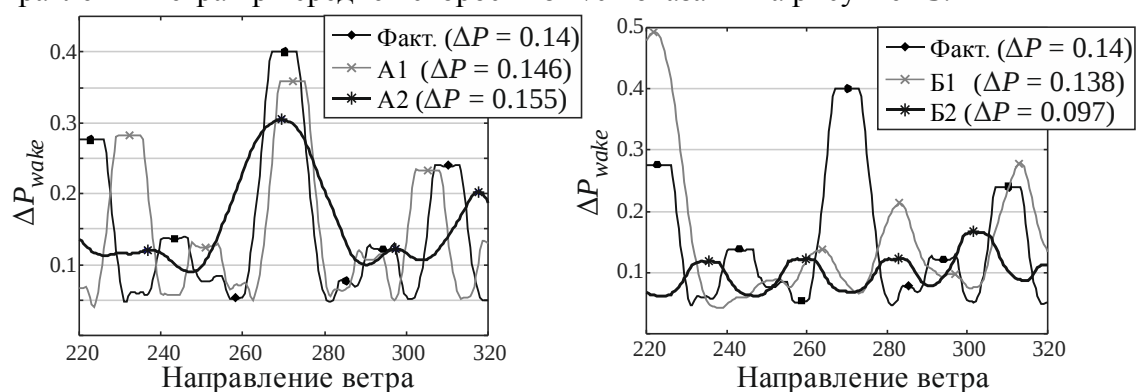


Рисунок 13– Зависимости потерь мощности от направления ветра

Полученные результаты явно демонстрируют преимущество криволинейных схем компоновки ветропарка (схема А2, В2), что выражено в меньшей амплитуде пиков характеристики. Более удачный вариант выполнения схем алгоритм находит при исключении границ площадки (схемы В1,В2), что позволяет свободно изменять масштаб и варьировать угол поворота ветропарка, и таким образом подобрать более эффективную конфигурацию.

Результаты сравнения оценок стоимости, производительности и нормированной себестоимости электроэнергии показаны на рисунке 14.

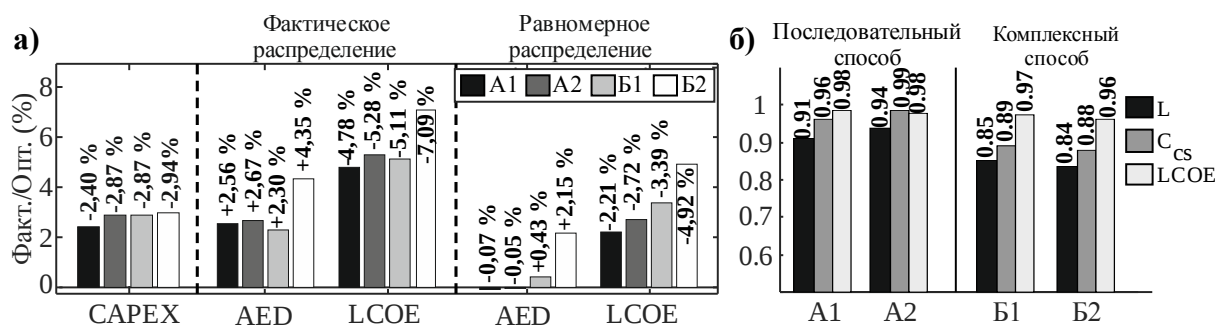


Рисунок 14– Сравнение технико-экономических показателей полученных решений:

L – протяженность кабельных линий; C_{cs} – стоимость электрической системы

Улучшение показателей наблюдается как при фактическом распределении, так и при расчете производительности с теоретическим равномерным распределением скорости ветра по направлениям, что свидетельствует о надежности полученных решений в условиях неопределенности направления ветра (рисунок 14-а). В сравнении с исходной конфигурацией, расчетная нормированная себестоимость электроэнергии может быть снижена в среднем на 4%, причем максимально возможное снижение достигается при использовании круговой схемы расстановки турбин (схема Б2) для которой $LCOE$ в среднем на 6% меньше. Для всех оптимизированных схем достигается более чем 10% снижение стоимости кабелей внутренней сети, что обеспечивается изменением дистанции между ВЭУ и выбором более удачного месторасположения МТП.

Результаты проверки эффективности комплексной методики оптимизации, отображенные на диаграмме (рисунок 14-б) показывают, что при использовании комплексного подхода целевой показатель $LCOE$ в среднем на 2% ниже компоновок, оптимизированных поэтапным способом.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Проведен анализ текущего состояния, существующих тенденций и перспектив, а также сдерживающих факторов развития морской ветроэнергетики. Обоснована необходимость разработки комплексной методики оптимизации включающей одновременный поиск оптимальной схемы расстановки ВЭУ и выполнение оптимизации электрической системы МВЭС.

2. Для повышения точности прогнозирования скорости ветра, исследованы методы оценки коэффициентов двухпараметрического распределения Вейбулла с целью выявления метода, имеющего наименьшую ошибку аппроксимации фактических данных распределения. На основе статистического исследования, в ходе которого оценивалась точность четырех методов оценки, было установлено, что наиболее устойчивыми методами оценки являются метод максимального правдоподобия и метод первого и третьего начальных моментов.

3. Разработана и апробирована методика моделирования скорости и направления ветра, реализованная на основе стохастического дифференциального уравнения Орнштейна-Уленбека дробного типа с периодической функцией равновесного среднего и выполнено ее сравнение с ранее предложенной моделью на основе стандартного процесса Орнштейна-Уленбека. Качественными отличиями предложенной модели является способность моделирования суточных и сезонных систематических составляющих временного ряда, а также ввиду того, что используемый процесс обладает свойством длительной памяти, модель обеспечивает более высокое соответствие почасовой автокорреляционной зависимости.

4. Реализована модель, позволяющая выполнять оценку производительности, инвестиционных затрат и расчет технико-экономических показателей эффективности ветроэлектростанций с различной конфигурацией компоновки и составом оборудования, с учетом фактора глубины на участке акватории, потерь мощности от аэродинамического эффекта, электрических потерь в компонентах электрической системы. Результаты верификации модели, проведенные на примере оценки капитальных затрат и производительности МВЭС «Horns Rev 1» и «Horns Rev 2», показали достаточную точность оценки, с погрешностью не превышающей 3% для капитальных затрат, 5% для КИУМ и 1,5% для LCOE.

5. Предложена методика построения структуры кабельной системы МВЭС, реализованная на основе модифицированного детерминированного алгоритма DC-MSLA, который в отличие от оригинального MSLA, позволяет выполнять построение схем с учетом стоимости затрат на распределительные устройства. Полученные результаты статистического анализа показывают, что решения модифицированного алгоритма DC-MSLA имеют на 1,16% (радиальная конфигурация) и 1,7% (радиально-разветвленная конфигурация) меньшую суммарную стоимость сети по сравнению с решениями оригинального алгоритма MSLA, что достигается по большей части за счет снижения затрат на распределительные устройства. На основе проведенного тестирования показано, что предложенный алгоритм позволяет снизить протяженность кабельной сети радиальной топологии с одним типом кабеля в среднем на 0,7% по сравнению с алгоритмом Planar Open Savings и на 5,7% по сравнению с оригинальным MSLA при синтезе сети разветвленной топологии с различной проводимостью кабелей.

6. Исследована эффективность гибридной методики DC-MSLA+PSO, основанной на введении дополнительных регулируемых параметров в функцию компромиссных решений алгоритма DC-MSLA и использовании для их оптимальной настройки метода роя частиц (PSO). Результаты тестирования показывают, что такая методика позволяет снизить протяженность кабелей в среднем на 2,2 % по сравнению с алгоритмом Planar Open Savings и 7,3% по сравнению с MSLA.

7. Предложен способ трассировки путей прокладки кабельных линий электропередачи от морской трансформаторной подстанции к береговому пункту приема и распределения электроэнергии с учетом ограничений, к числу которых относятся обход запрещенных зон и участков где прокладка кабеля образует пересечения с кабельными линиями системы сбора мощности.

8. На основе разработанной методики оптимизации кабельной системы и модели оценки технико-экономических показателей МВЭС, реализована комплексная методика оптимизации, позволяющая выполнять одновременный поиск схемы размещения ветроустановок и оптимизацию электрической системы, включая выбор месторасположения МТП и построения схемы кабельных соединений сбора мощности и трассировки пути прокладки экспортирующей кабельной линии. Принципиальным отличием от ранее предложенных методик, является способ задания мест расположения турбин, путем генерирования расчетных сеток различной топологии, что позволяет осуществить выбор оптимальных нестандартных схем расстановки ВЭУ – круговой или криволинейной при обеспечении их симметричности. На примере выполнения оптимизации компоновки МВЭС «Horns Rev 1» показано, что предложенная методика позволяет улучшить исходную схему и снизить оценочную себестоимость производства электроэнергии в среднем на 3,5-4 % для прямолинейных схем и 3,8-6 % при построении круговых схем компоновки. Установлено, что при использовании комплексного подхода целевой показатель себестоимости производства электроэнергии в среднем на 2% ниже компоновок, оптимизированных поэтапным способом.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Обухов С.Г. Сравнительный анализ методов оценки параметров распределения Вейбулла для повышения точности прогнозирования ветроэнергетического потенциала / С.Г. Обухов, Д.Ю. Давыдов // Международный технико-экономический журнал. – 2019. – №. 5. – С. 7-15. – DOI: 10.34286/1995-4646-2019-68-5-7-15.
2. Давыдов Д.Ю. Оптимизация расположения ветроустановок с учетом аэродинамического взаимовлияния и протяженности кабельных линий сети сбора мощности / Д.Ю. Давыдов, С.Г. Обухов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2020. – №3(125). – С. 30-34.
3. Давыдов Д.Ю. Оптимизация кабельной сети сбора мощности морских ветроэлектростанций с применением параметризованного эвристического алгоритма / Д.Ю. Давыдов, С.Г. Обухов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: «Энергетика». – 2021. – Т. 21. – № 3. – С. 66-75. – DOI: 10.14529/power210308.
4. Давыдов Д.Ю. Модель оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций / Д.Ю. Давыдов, С.Г. Обухов // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. – 2021. – № 323(5). – С. 115-130. – DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-5-115-130.

Публикации в изданиях, входящих в реферативные базы Scopus/WoS:

5. Давыдов Д.Ю. Модель скорости ветра на основе дробного стохастического процесса / Д.Ю. Давыдов, С.Г. Обухов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 5. – С. 39-48. – DOI: 10.18799/24131830/2021/5/3184.
6. Obukhov S. Modeling wind speed based on fractional Ornstein-Uhlenbeck process / S. Obukhov, E.M. Ahmed, D.Y. Davydov, T. Alharbi, A. Ibrahim, Z.M. Ali // Energies. – 2021. – Vol. 14, № 17. – 5561. – DOI: 10.3390/en14175561.

Публикации в сборниках статей и трудах конференций:

7. Давыдов Д.Ю. Оптимизация гибридных систем электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии / Д.Ю. Давыдов // сборник научных трудов международной научной конференции «Энерго-ресурсоэффективность в интересах устойчивого развития». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – С. 70-71.
8. Давыдов Д.Ю. Математическая модель динамики скорости ветра на основе фрактального стохастического процесса / Д.Ю. Давыдов // Сборник трудов XVII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: Томский политехнический университет, 2020. – С. 77-78.
9. Давыдов Д.Ю. Методика совместной оптимизации схемы расположения ветроустановок и системы сбора мощности ветроэлектростанций морского базирования / Д.Ю. Давыдов // Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому региону». – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2021. – С. 252-254.