

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Национальный исследовательский Томский
политехнический университет»

На правах рукописи

Давыдов Денис Юрьевич

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

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Обухов Сергей Геннадьевич

Томск – 2022

Оглавление

Введение.....	4
1. Аналитический обзор проблем ветроэнергетики и способов повышения эффективности ветроэлектростанций	9
1.1 Современные тенденции развития ветроэнергетики	9
1.2 Текущий уровень развития ветроэнергетики и перспективы реализации морских ветроэнергетических проектов в России.....	11
1.3 Основные проблемы и сдерживающие факторы развития морской ветроэнергетики.....	16
1.4 Конструктивные особенности оборудования и систем морских ветроэлектростанций	19
1.4.1 Ветроэнергетические установки	20
1.4.2 Система сбора мощности.....	22
1.4.3 Система электропередачи и интеграции МВЭС с электрической сетью энергосистемы	23
1.5 Вопросы проектирования и оптимизации МВЭС	26
1.6 Аналитический обзор методик оптимизации компоновки морских ВЭС	30
1.6.1 Оптимизационные модели, целевые функции и технико-экономические показатели эффективности	31
1.6.2 Алгоритмы оптимизации	33
1.6.3 Оптимизация схемы размещения ветроустановок	35
1.6.4 Оптимизация электрической системы МВЭС	37
1.6.5 Программные инструменты для проектирования и оптимизации ветроэлектростанций.....	41
1.7 Выводы по разделу	43
2. Оценка потенциала ветрового энергоресурса и моделирование скорости ветра	45
2.1 Статистические характеристики ветрового потенциала как стохастического процесса изменения скорости и направления ветра	46
2.2 Методики стохастического моделирования скорости ветра	49
2.3 Методика оценки потенциала ветрового энергоресурса	51
2.3.1 Модель вероятностного распределения скорости ветра	52
2.3.2 Зависимость параметров ветрового режима от высоты над поверхностью	54
2.4 Моделирование скорости и направления ветра посредством стохастического дифференциального уравнения процесса Орнштейна-Уленбека дробного типа с периодической функцией равновесного среднего	58
2.4.1 Калибровка параметров стохастической модели	61
2.4.2 Тестирование и оценка адекватности модели	64
2.5 Выводы по разделу	80
3. Методика оценки технико-экономических показателей МВЭС	81
3.2 Методика расчета производительности ВЭС	83
3.2.1 Описание моделей аэродинамического следа	85
3.2.2 Оценка совокупного взаимовлияния ветроустановок в ветропарке	89

3.2.3 Расчет годовой выработки электроэнергии и электрических потерь	92
3.3 Методика оценки капитальных затрат на оборудование МВЭС	94
3.4 Тестирование модели оценки технико-экономических показателей МВЭС.....	99
3.5 Выводы по разделу	103
4. Методика синтеза оптимальной топологии кабельной системы МВЭС	104
4.1 Формулировка проблемы оптимизации топологии кабельной системы как задачи поиска минимального остовного дерева с ограничениями	105
4.2 Описание эвристического алгоритма оптимизации DC-MSLA.....	107
4.3 Исследование эффективности модифицированного алгоритма DC-MSLA	114
4.4 Методика повышения качества оптимизации путем параметризации функции компромиссных решений алгоритма	116
4.5 Сравнение эффективности эвристических алгоритмов синтеза кабельной системы МВЭС.....	121
4.6 Методика трассировки пути прокладки экспортирующего кабеля.....	125
4.7 Выводы по разделу	129
5. Методика комплексной оптимизации компоновки энергетического оборудования МВЭС ..	130
5.1 Общее описание алгоритма оптимизации.....	130
5.2 Способ генерирования симметричных схем расстановки ВЭУ.....	132
5.3 Ограничения и расчет целевой функции.....	134
5.4 Тестирование и оценка эффективности методики комплексной оптимизации	135
5.5 Сравнение эффективности применения упрощенной и комплексной методики оптимизации.....	143
5.6 Выводы по разделу	146
Заключение	147
Список сокращений	149
Список источников	151
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Основные сведения и характеристики эксплуатируемых ветроэлектростанций	163
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Координаты размещения оборудования МВЭС.....	168
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Акты о внедрении результатов диссертационной работы.....	172

Введение

Актуальность темы исследования. 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 построение 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 в южных регионах страны.

Система поддержки ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности (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 исследователей, работающих в области проектирования МВЭС, сосредоточено в частности на разработке методик оптимизации, позволяющей 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 диссертационной работы 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 улучшений.

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 элек-

тропередачи, 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.

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

Научная новизна. В качестве основных результатов имеющих научную новизну:

1. 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 остоного 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. 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. На основе разработанных и исследованных методик реализовано программное обеспечение, позволяющее автоматизировать и упростить процесс выбора и технико-экономического обоснования структуры ветроэлектростанции на стадии ее проектирования. Результаты диссертационной работы использовались ООО «ВДМ-техника» в процессе разработки стенда-полигона гибридной системы электрообеспечения 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 и интерпретации 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/Web of Science.

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.

1. Аналитический обзор проблем ветроэнергетики и способов повышения эффективности ветроэлектростанций

1.1 Современные тенденции развития ветроэнергетики

Увеличение доли использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мировом энергетическом балансе и их интеграция в энергосистемы является одной из основных траекторий развития современной электроэнергетики. Основными преимуществами возобновляемой энергетики является экологическая чистота, неисчерпаемость и повсеместная распространенность энергоресурсов. Стимулирующими факторами развития ВИЭ для большинства стран являются необходимость обеспечения энергетической безопасности в условиях зависимости от импорта энергоресурсов, а также снижение антропогенного воздействия на окружающую среду, связанное с ростом выбросов парниковых газов и вредных веществ топливосжигающими установками в атмосферу [1].

Стремительному внедрению новых мощностей способствуют как технологические усовершенствования, достигнутые в данной отрасли, так и программы государственного стимулирования, принятые во многих развитых странах. Развитие технологий и накопленный опыт позволяют использовать современные и более эффективные и дешевые материалы, что дает возможность увеличения единичной мощности генерирующего оборудования, сокращению производственных издержек и обеспечивает конкурентоспособность энергоустановок на основе ВИЭ в сравнении с традиционными технологиями производства электроэнергии.

За прошедшие десятилетия наиболее высокие темпы развития демонстрирует ветроэнергетика. Согласно предварительным оценкам Международного энергетического агентства (МЭА), в 2020 году на ВИЭ пришлось почти 90% новых установленных генерирующих мощностей в мире. Из 200 ГВт новых введенных мощностей возобновляемой генерации 65 ГВт пришлось на ветроэлектростанции, что на 8% больше чем в 2019 году [2]. По оценкам Всемирной ветроэнергетической ассоциации по итогам 2020 года прогнозируется новый глобальный рекорд ввода ветроэлектростанций на уровне свыше 90 ГВт, что на 50% больше мощностей, установленных в 2019 году [3].

В последние годы наблюдается тенденция перехода от наземного использования энергии ветра к построению крупных ветроэнергетических комплексов, располагаемых на свободных участках морских акваторий. Согласно данным Global Offshore Wind Energy Council в 2020 году совокупная установленная мощность морских ВЭС в глобальном масштабе достигла 35,5 ГВт [4].

Совокупная установленная мощность электростанций на основе ВИЭ различного типа, показана на рисунке 1.1.

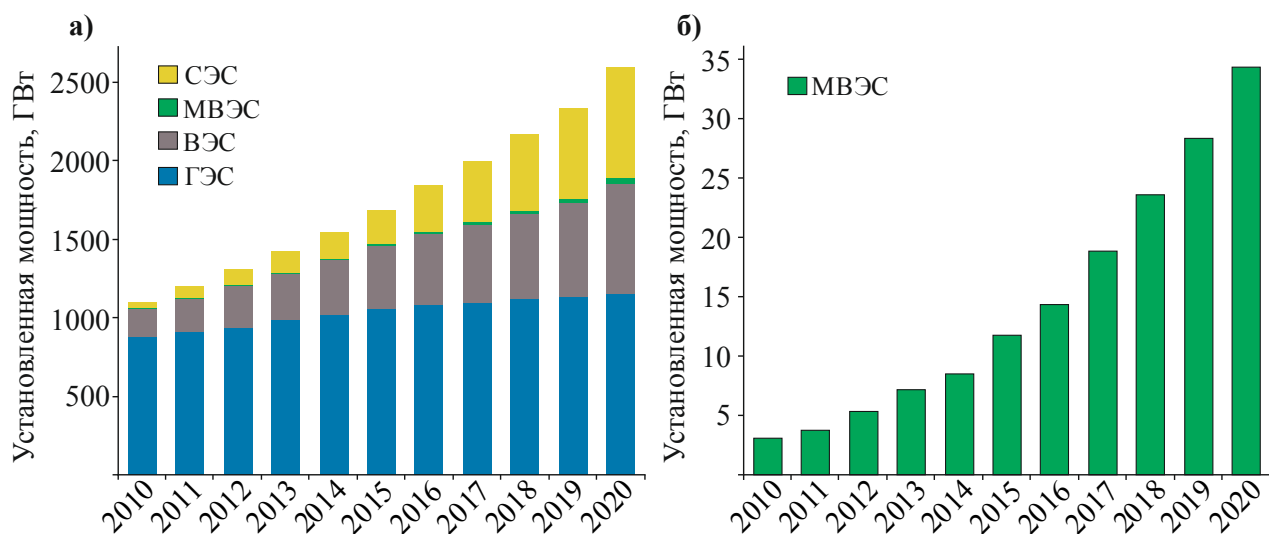


Рисунок 1.1 – Динамика роста установленной мощности: а – электростанции на основе ВИЭ различного типа, б – морские ветроэлектростанции [5]

Согласно приведенным оценкам [6], потенциал морской ветроэнергетики составляет 420 000 ТВт·ч/год, что в 18 раз превышает глобальное потребление электроэнергии. По прогнозам МЭА морская ветроэнергетика станет крупнейшим производителем электричества в ЕС уже в 2027 году.

Для большинства европейских стран, интерес в использовании морской ветровой энергии заключается в высокой степени приватизации и стоимости земли, а также экологических ограничениях. За счет высокой плотности энергии и стабильности морского ветрового режима, подобные ветроэлектростанции обладают большей энергоэффективностью и позволяют вырабатывать большее количество электроэнергии за счет возможности использования крупногабаритных ВЭУ, что допустимо ввиду меньших габаритных ограничений на размещение энергетического оборудования в море [7].

Размещение ветроустановок на прибрежных участках морских акваторий решает существующие проблемы, характерные для материковой ветрогенерации, к которым относятся шумовое загрязнение, визуальное изменение ландшафта, а также эффект мерцания, создаваемый отбрасываемой тенью вращающихся лопастей ветроустановок.

Порядка 90% глобальной установленной мощности морских ВЭС приходится на страны Европы (86%), среди которых лидирующие позиции занимают: Великобритания (45%), Германия (33%) и Дания (9%). Большая часть европейских МВЭС размещена в Северном море, а также акваториях Балтийского и Ирландского морей. Остальные 14% установленной мощности составляют МВЭС эксплуатирующиеся в мелководных прибрежных районах стран Азии и США [8].

Карта мест расположения европейских МВЭС и распределение установленной мощности по странам и акваториям изображены на рисунке 1.2.

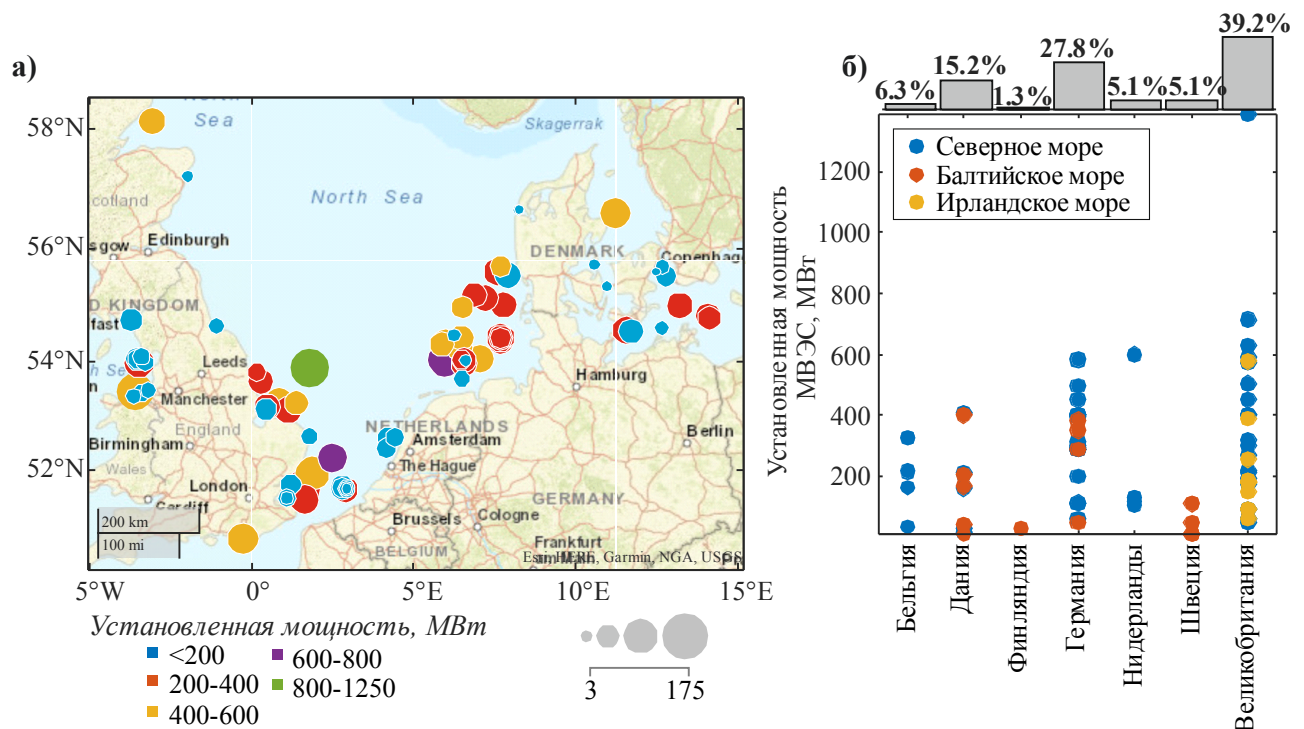


Рисунок 1.2 – Карта размещения европейских МВЭС: а – географическое расположение МВЭС; б – гистограмма распределения установленной мощности по странам и акваториям (по данным таблицы А.1 приложения А)

Великобритания занимает лидирующую позицию в развитии морской ветроэнергетики, общая установленная мощность ветроэлектростанций которой составляет порядка 9,3 ГВт, за ней следуют Германия (6,7 ГВт), Дания (1,7 ГВт), Нидерланды (1,1 ГВт), Бельгия (0,8 ГВт), Швеция (0,2 ГВт), Финляндия (0,08 ГВт) и Ирландия (0,03 ГВт). Лидирующей страной на азиатском континенте является Китай с 2,5 ГВт установленной мощности. Действующие МВЭС имеются во Вьетнаме (0,2 ГВт), Японии (0,04 ГВт), Южной Корее (0,04 ГВт) и Тайвани (0,008 ГВт). Кроме того, в стадии проектирования и строительства на данный момент находятся 53 МВЭС, общая установленная мощность которых составляет 16,7 ГВт [8].

1.2 Текущий уровень развития ветроэнергетики и перспективы реализации морских ветроэнергетических проектов в России

В России в последние годы наблюдается активность в развитии ВИЭ, в том числе за счет совершенствования нормативно-правовой базы и государственной поддержки развития [9]. К концу 2020 года доля ВИЭ в установленной мощности российских электростанций без учета ГЭС составила 1,1%, доля ветроэнергетики - 0,4%. В балансе производства электроэнергии в начале 2021 года на долю ВИЭ приходилось около 0,5%, на солнечную и ветровую энергию - 0,4%, только на ветровую энергию - 0,13% [3].

На 2006 год установленная мощность ветроустановок в России составляла порядка 15 МВт [10]. В эксплуатации находились несколько наземных ВЭС, в числе которых [11,12]:

- 1) Заполярная ВЭС (Республика Коми, 1993) с установленной мощностью 1,5 МВт состоящая из 6 ВЭУ АВЭ-250С (в настоящее время не работает);
- 2) Калмыцкая ВЭС (Калмыкия, 1994) с установленной мощностью 1 МВт – ВЭУ «Радуга-1000» (при проектной установленной мощности 22 МВт);
- 3) Зеленоградская ВЭС (Калининградская область, 1998-2002) с установленной мощностью 5,1 МВт состоящая из 21 ВЭУ – 1xWind World 4200/600 и 20xVestas V27/225 с годовой выработкой электроэнергии 3,7 ГВтч (2008-2012) и КИУМ порядка 6,8%. (в 2018 году была выведена из эксплуатации);
- 4) ВЭС Тюпкильды (Республика Башкортостан, 2001) установленной мощностью 2,5 МВт состоящая из 4 ВЭУ ET550/41 (по данным на 2017 год одна из которых выведена из эксплуатации);
- 5) Чукотская (Анадырская) ВЭС №1 (2002) установленной мощностью 2,5 МВт, состоящая из 10 ВЭУ (6xMicon 530 и 4xАВЭ-250 «Южмаш») с годовой выработкой электроэнергии 3,2 ГВтч на 2018 год.

Законодательно в России закреплена цель по достижению к 2024 году 3,35 ГВт установленных мощностей ВЭС [13]. По состоянию на начало 2021 года установленная мощность ветроэлектростанций в России превысила 1 ГВт, из которых более 700 МВт было введено в эксплуатацию в 2020 году [3]. Согласно проекту REmap Международного агентства по возобновляемой энергетике (IRENA) установленная мощность ветроэнергетических установок в России может достичь 24,3 ГВт к 2050 г., часть вырабатываемой электроэнергии которых, согласно прогнозам, будет экспортироваться в страны ближнего зарубежья [13,14].

На рисунке 1.3 показана динамика роста установленной мощности ВЭС на территории России с 2013 года до 2030 года с учетом строящихся объектов.

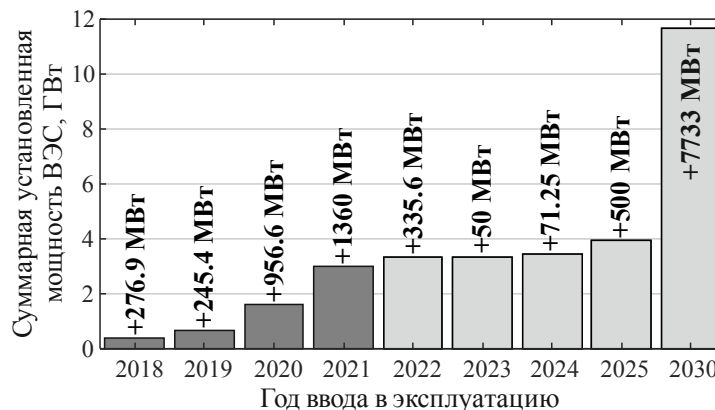


Рисунок 1.3 – Динамика роста установленной мощности наземных ВЭС в России с учетом планируемых вводов мощностей до 2030 года (по данным таблицы А.2 приложения А)

К числу регионов с высокой степенью вовлеченности и высоким потенциалом развития ветроэнергетики относятся Ростовская область, Ставропольский край, Краснодарский край и Ульяновская область.

В 2020 году в Ростовской области введены в эксплуатацию и начали поставлять электроэнергию и мощность в единую сеть страны Сулинская ВЭС (100 МВт), Каменская ВЭС (100 МВт) и Гуковская ВЭС (100 МВт). В декабре 2020 начала функционировать первая очередь Казачьей ВЭС (50 МВт). С вводом в эксплуатацию в мае и июле 2021 Азовской (90 МВт) и Марченковской ВЭС (120 МВт) суммарная мощность ветропарков в Ростовской области достигла 560 МВт [15,16].

В Ульяновской области на 2020 год функционируют два промышленных ветропарка: Ульяновская ВЭС-1 (35 МВт) и Ульяновская ВЭС-2 (50 МВт, 14 ВЭУ Vestas 3.6). Салынская ВЭС и Целинская ВЭС суммарной установленной мощностью 200 МВт стали крупнейшими объектами генерации в Республике Калмыкии [15].

В таблице 1.1 приведены данные о суммарной установленной мощности ветроэлектростанций по регионам России (по данным таблицы А.2 приложения А).

Таблица 1.1 – Суммарная установленная мощность ВЭС по регионам (на начало 2021 г.)

Регион	Инвесторы	Установленная мощность, МВт	Строящиеся ВЭС, МВт
Алтайский край	ООО «Вент Рус»	н.д.	192
Архангельская область	ООО «ВЭС»	н.д.	60
Астраханская область	ООО «ВГК»; ООО «КомплексИндустрия»	24	15
Волгоградская область	ООО «УК «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	н.д.	438
Воронежская область	АО «НоваВинд»	н.д.	220
Краснодарский край	АО «НоваВинд»; ООО «ВГК»; «ВЕТРОЭН-ЮГ-Г»; ООО «ВЭС»	240	1050
Мурманская область	ЗАО «Ветроэнерго»; ПАО «Энел Россия»	н.д.	219
Оренбургская область	ООО «Вент Рус»	127	150
Приморский край	ООО «ДВВЭС»	н.д.	438
Республика Башкортостан	ООО «ВЭС»	н.д.	39
Республика Калмыкия	ООО «АЛТЭН»; ООО «УК «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	200	150
Республика Карелия	ООО «ВЭС»	н.д.	192
Республика Татарстан	ПАО «Энел Россия»	н.д.	180
Ростовская область	АО «НоваВинд»; ООО «УК «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»; ПАО «Энел Россия»	560	113,41
Самарская область	ООО «УК «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	н.д.	236,6
Саратовская область	ПАО «Фортум»	н.д.	204,99
Ставропольский край	АО «НоваВинд»; ПАО «Энел Россия»	390	128,25
Ульяновская область	ООО «КомплексИндустрия»; ПАО «Фортум»	85	45

Примечание: детальная информация о характеристиках ветроэлектростанций на территории России, а также морских ВЭС европейских стран сведена в таблицах приложения А.

В Ставропольском крае введены в эксплуатацию 4 ветропарка: Адыгейская ВЭС (150 МВт), Кочубеевская ВЭС (210 МВт), Кармалиновская ВЭС (60 МВт) и Бондаревская ВЭС (120 МВт) [17]. На различной стадии реализации находятся объекты в Алтайском крае, Астраханской области, Волгоградской области, Самарской области, Мурманской области и прочих субъектах РФ.

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 экономическим аспектом. Кроме того, существенными препятствиями для развития морской энергетики в России является отсутствие программы поддержки, учитывающей особенности подобных инвестиционных проектов, а также высокий порог требований локализации. По мнению Ассоциации развития возобновляемой энергетики в будущем Россия может принять активное участие в развитии морской ветрогенерации, но подобные проекты могут появиться в России не ранее 2025 года [18].

Согласно, представленным оценкам [19] валовой потенциал ветрового энергоресурса на территории России составляет 143 ПВт·ч/год, из которых 63,83 ПВт·ч/год могут быть экономически эффективно использованы. При этом технический потенциал морского ветрового энергоресурса оценивается в размере 34,26 ПВт·ч, что более чем в 4 раза выше аналогичного показателя для Великобритании, являющейся на настоящее время фактическим лидером в сфере использования энергии морского ветра.

Сравнительная оценка потенциала материкового и морского ветровых энергоресурсов для разных стран показана на рисунке 1.4.

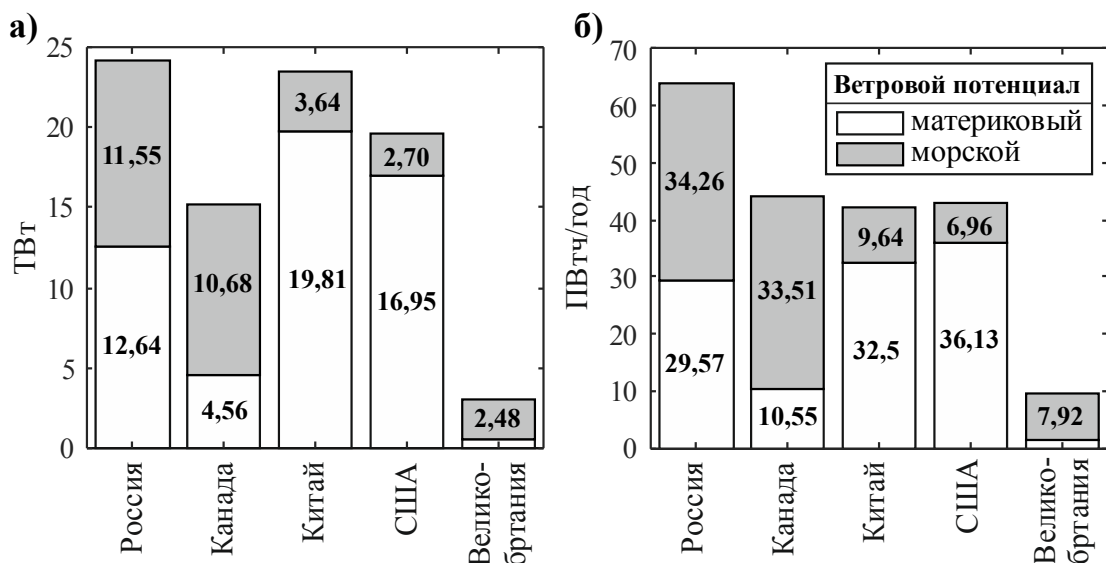


Рисунок 1.4 – Технический потенциал ветрового энергоресурса: а – общая потенциальная мощность, б – потенциальный объем генерации

Карта распределения средней скорости ветра, температуры и плотности воздуха, а также среднегодовой удельной мощности ветрового потока на территории России, построенные с использованием данных метеорологических наблюдений из электронного архива ВНИИГМИ-МЦД [20] изображена на рисунке 1.5.

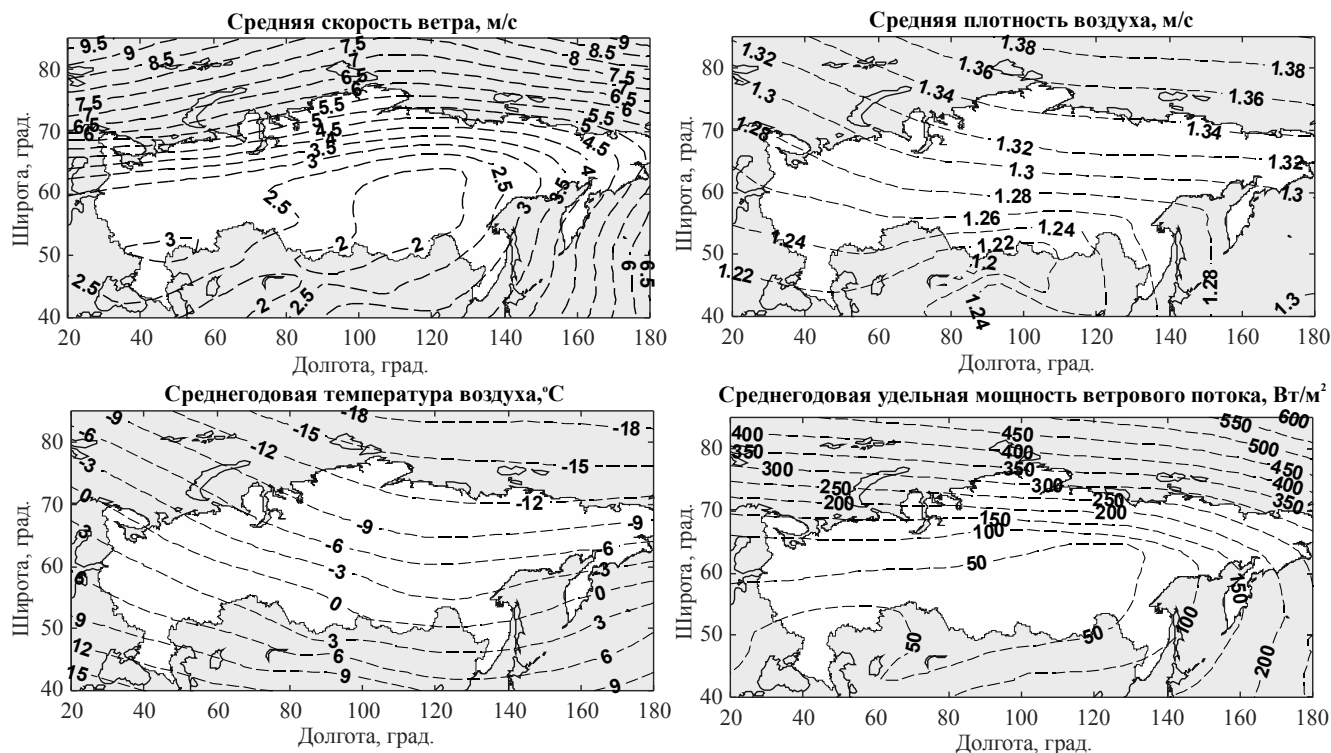


Рисунок 1.5 – Распределение среднегодовых значений скорости ветра, температуры, плотности воздуха и удельной мощности ветрового потока на территории РФ

Высокой интенсивностью ветрового режима отличаются прибрежные зоны Арктики, побережье Каспийского моря и северная часть Сахалина, где средняя скорость ветра достигает 6 м/с. Высокий потенциал для морской ветрогенерации имеется в экономических зонах южных морей (Каспийское море, Черное море) [10,18]. Как показывают исследования, подходящие площадки для строительства МВЭС имеются в акваториях Балтийского моря. Проведенный анализ возможности построения ветропарков мощностью 240 и 210 МВт показал, что они позволят вырабатывать 35,8 % от всей потребляемой в Калининградской области электроэнергии [21].

Использование МВЭС может быть целесообразным для регионов арктического побережья России для электроснабжения гидрометеостанций, рыболовецких и оленеводческих хозяйств, прибрежных погранзастав, объектов инфраструктуры Северного морского пути, что может способствовать замещению до 30-50% и более дефицитного органического топлива и таким образом способствовать снижению общего объема «летнего» завоза [22, 23].

Кроме этого для развития нефтегазовой отрасли необходимо освоение новых месторождений и строительство магистральных нефтегазопроводов, которые преимущественно распола-

гаются в районах, удаленных от центральной электрической сети. Положительный опыт применения морских ветроэлектростанций для электроснабжения нефтяных шельфовых месторождений приведен в работе [24], технология термической интенсификации добычи нефти, основанная на применении ВЭУ, описана в работе [25], высокая оценка перспектив применения ВЭУ для энергообеспечения объектов газовой промышленности получена в работах [26,27]. Результаты проведенных исследований доказывают, что применение ВЭУ в системах электроснабжения технологических объектов нефтегазовой промышленности обеспечивает снижение энергоемкости и себестоимости добываемых георесурсов, а также повышает экологическую и энергетическую безопасность в районах децентрализованного энергоснабжения [28].

Несмотря на трудные климатические условия в северных регионах страны, имеется положительный опыт эксплуатации береговых ветроустановок и введены в эксплуатацию следующие ветроэнергетические объекты [29]:

- 1) ВЭУ в г. Лабытнанги (Ямало-Ненецкий автономный округ, 2013) номинальной мощностью 250 кВт адаптированная к работе в условиях низких температур (до -50°C);
- 2) Две ВЭУ мощностью 225 кВт в селе Новиково (Сахалин, 2015), работающие в составе ветродизельного комплекса (ВДК);
- 3) ВДК в поселке Тикси (Республика Саха, 2018) с ветроустановкой мощностью 900 кВт адаптированной к работе в условиях Севера;
- 4) ВЭС в поселке Усть-Камчатск (Камчатский край, 2015) установленной мощностью 1,18 МВт;
- 5) ВЭС в поселке Никольское (о. Беринга, 2013) установленной мощностью 550 кВт, работающая в составе ВДК.

1.3 Основные проблемы и сдерживающие факторы развития морской ветроэнергетики

В целом сегодня морская ветроэнергетика в странах мира получает дополнительные преимущества благодаря снижению стоимости технологий (в период 2012 - 2020 гг. это снижение составило 67%) [18], однако по-прежнему морские ветряные электростанции обходятся значительно дороже, чем наземные эквивалентной мощности. Первоначальные инвестиционные затраты МВЭС составляют примерно 75% от суммы издержек в течение срока службы (LCC), что является чрезвычайно высоким показателем по сравнению с другими технологиями производства электроэнергии на основе ВИЭ (рисунок 1.6).

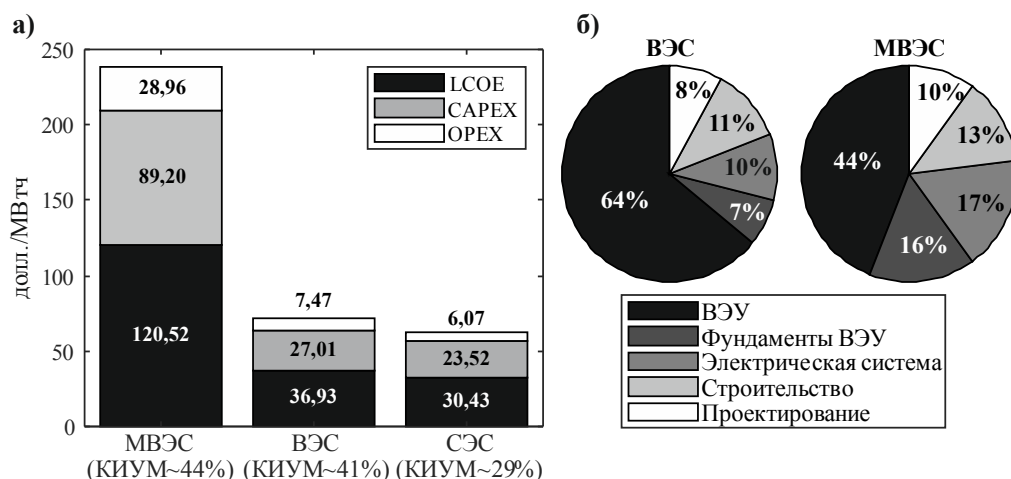


Рисунок 1.6 – Соотношения технико-экономических показателей электростанций на основе ВИЭ различного типа: а – себестоимость производства электроэнергии; б – распределение затрат на строительство и основные компоненты материковых и морских ВЭС [30,31]

В среднем стоимость строительства 1 кВт МВЭС обходится в 3800 долларов, для сравнения 1 кВт проекта наземной станции – 1473 доллара [18]. Несмотря на то, что первоначальные затраты в некоторой степени сдерживаются за счет более высокой производительности МВЭС, нормированная себестоимость производства электроэнергии (LCOE), существенно превышает аналогичный показатель для наземных ветроэлектростанций.

Для наземных ВЭС эксплуатируемых в России нормированная себестоимость производства ветровой электроэнергии в среднем составляет 6,4 руб./кВтч, в то время как в ряде других стран данный показатель находится в пределах 2 руб./кВтч. Кроме того, показатель эффективности российских ВЭС в среднем находится в пределах нижней грани нормативного показателя (порядка 27%). В то время как величина среднемирового КИУМ для ветроэнергетических объектов составляет от 38-55% (на 2020 г.) [3]. Принимая во внимание перечисленные факторы актуальной задачей, как для мировой, так и для Российской ветроэнергетики является решение проблем связанных с повышением эффективности ветроэнергетических объектов.

Большой объем капитальных затрат на морские ветроэнергетические комплексы обусловлен крупными массогабаритными показателями используемого энергетического оборудования, сложной логистикой и процедурой установки. Помимо инвестиционных затрат, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (OPEX) могут составить 25-50% LCOE [32]. Самым дорогостоящим компонентом МВЭС являются ветроустановки, на которые приходится порядка 40-60% от общих затрат, при чем их установка составляет примерно 1/4 от стоимости строительства. Как правило, морские ВЭУ на 20% дороже, а башни и фундаменты стоят более чем в 2,5 раза дороже для наземного проекта аналогичного размера [32].

Предполагается, что укрупнение ветропарков будут способствовать снижению затрат на установку турбин и затраты на фундаменты могут быть снижены за счет экономии на мас-

штабе МВЭС. Однако, как показывает анализ технико-экономических показателей эксплуатируемых МВЭС (по данным таблицы А.1 приложения А), удельные затраты на единицу установленной мощности в целом увеличиваются, несмотря на переход к использованию более крупных ветроустановок и ожидаемую экономию за счет масштаба, что в первую очередь связано с увеличением расстояния от берега и глубины на участке размещения МВЭС (рисунок 1.7).

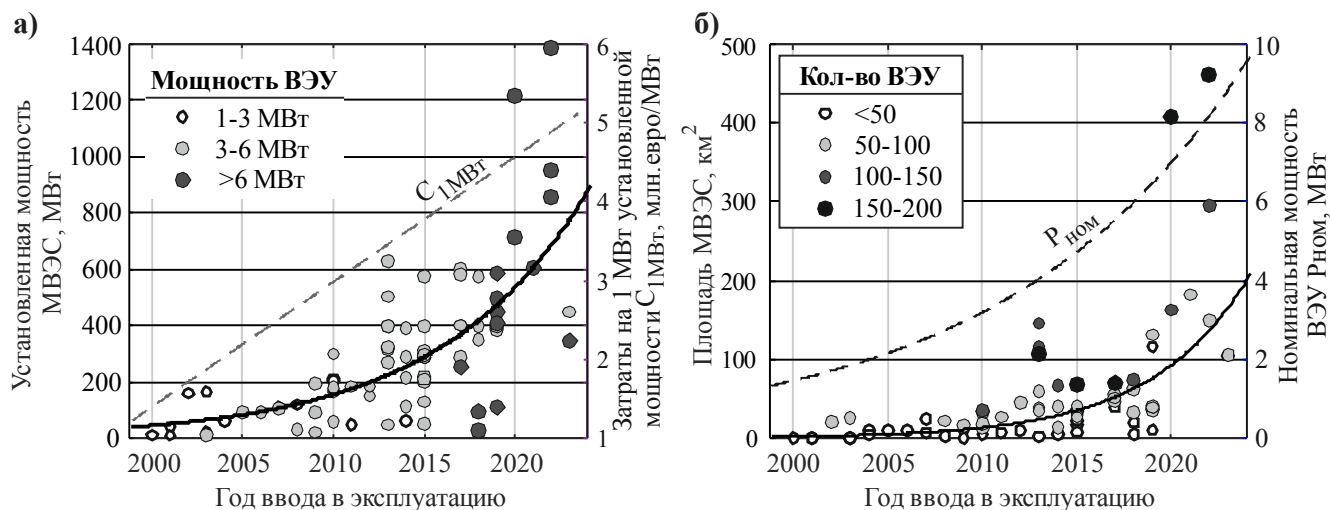


Рисунок 1.7 – Тенденции укрупнения морских ветроэлектростанций: а – увеличение удельных затрат на 1 МВт установленной мощности при увеличении номинальной мощности ВЭУ; б – увеличение масштабов МВЭС, занимаемой площади акваторий и количества ветроустановок при увеличении номинальной мощности ВЭУ

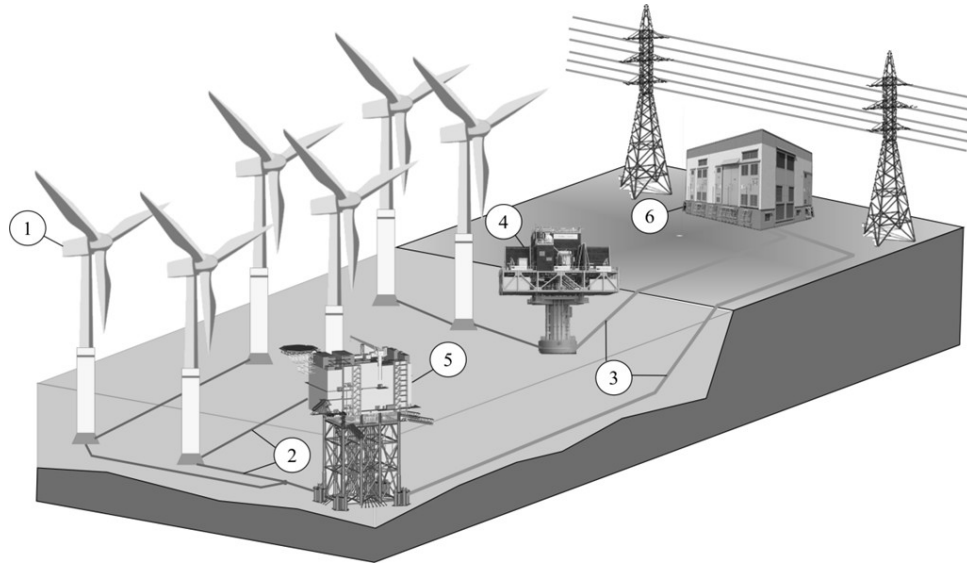
Крупные многотурбинные МВЭС должны быть расположены на достаточном удалении от берега, чтобы соответствовать требованиям, регламентирующим уровень зашумления и минимизировать визуальное воздействие. Увеличение расстояния до берега влияет на затраты на установку и подключение к сети, которые связаны с протяженностью экспортирующего кабеля подводной линии электропередачи. Поскольку ветроустановки распределены на большой территории, необходимо большое количество подводных кабелей и электрических компонентов для сбора энергии и передачи энергии на береговую подстанцию. Капитальные затраты на компоненты электрической системы МВЭС (кабели подводной прокладки, трансформаторы, распределительные устройства) составляют порядка 20% от общих инвестиций [32].

Предполагается, что по мере развития морской ветроэнергетики и усовершенствования технологий, стоимость ветропарков будет снижена за счет использования турбин большей мощности, технологических инноваций и стандартизации конструкций фундаментов. Кроме того, комплексная оптимизация и автоматизация процесса проектирования может способствовать минимизации общих затрат посредством выполнения поиска наилучших решений в части планировки и компоновки МВЭС.

1.4 Конструктивные особенности оборудования и систем морских ветроэлектростанций

Морская ветроэлектростанция представляет собой совокупность двух и более ветроэнергетических установок (ВЭУ), объединенных между собой в группы с целью производства электроэнергии и последующей её передачи в единую сеть или питания обособленной группы потребителей электроэнергии.

Состав оборудования типовых конфигураций МВЭС схематично показан на рисунке 1.8.



- 1 – ВЭУ; 2 – кабели системы сбора мощности; 3 – кабели системы электропередачи;
 4 – морская трансформаторная подстанция; 5 – морская преобразовательная подстанция;
 6 – метеомачта; 7 – береговая распределительная подстанция энергосистемы

Рисунок 1.8 – Состав оборудования МВЭС различных конфигураций

Типовая конфигурация МВЭС состоит из следующих компонентов и систем [33, 34]:

- комплекса ветроустановок (1), сгруппированных между собой и размещенных на ограниченном участке акватории;
- системы сбора мощности, состоящей из групп силовых кабелей (2), обеспечивающих передачу электроэнергии на напряжении, вырабатываемой ВЭУ к приемному пункту – сборным шинам морской трансформаторной подстанции (4,5), либо непосредственно к береговому пункту приема и распределения электроэнергии - береговой трансформаторной подстанции (6);
- морской трансформаторной подстанции (МТП) или морской преобразовательной подстанции (МПП), расположенной в непосредственной близости к комплексу ветроустановок и предназначенной для повышения уровня напряжения для последующей передачи электроэнергии от МВЭС до удаленной береговой подстанции;
- системы передачи электроэнергии, состоящей из силовых кабелей передающих вырабатываемую всем комплексом ветроустановок электроэнергию к береговой трансформаторной подстанции, обеспечивающей интеграцию МВЭС в электрическую сеть энергосистемы.

1.4.1 Ветроэнергетические установки

Основным компонентом любой ветроэлектростанции являются ветроэнергетические установки, посредством которых кинетическая энергия движущихся воздушных масс преобразуется в механическую энергию вращения ветроколеса, а затем электрическую энергию, посредством электрического генератора.

В составе морских ВЭС используются преимущественно горизонтально-осевые ветроустановки с трехлопастной конструкцией ветроколеса, оборудованные системой ориентирования на ветер и активным регулированием шага лопастей. Морские ВЭУ оснащены асинхронными генераторами двойного питания (DFIG), среднескоростными синхронными генераторами на постоянных магнитах (PMSG) или низкоскоростными PMSG с прямым приводом. Подавляющее большинство морских ВЭУ мощностью менее 4 МВт имеют конфигурацию DFIG, что составляет примерно 25% из всех представленных на рынке моделей [34,35].

ВЭУ морского исполнения, имеют большие, по сравнению с ВЭУ наземного типа, массогабаритные показатели, что обусловлено стремлением обеспечить более высокий уровень выходной мощности и эффективность использования высокопотенциального морского ветра. Мощность морских ВЭУ выше, чем у береговых ВЭУ, и в среднем составляет от 2 до 5 МВт, при номинальном диаметре ветроколеса от 80 до 130 м [36].

За последние 20 лет единичная мощность ветроустановок морского типа увеличилась более чем в 40 раз и к настоящему времени достигла 20 МВт при диаметре ротора 252 м (рисунок 1.9) [34].

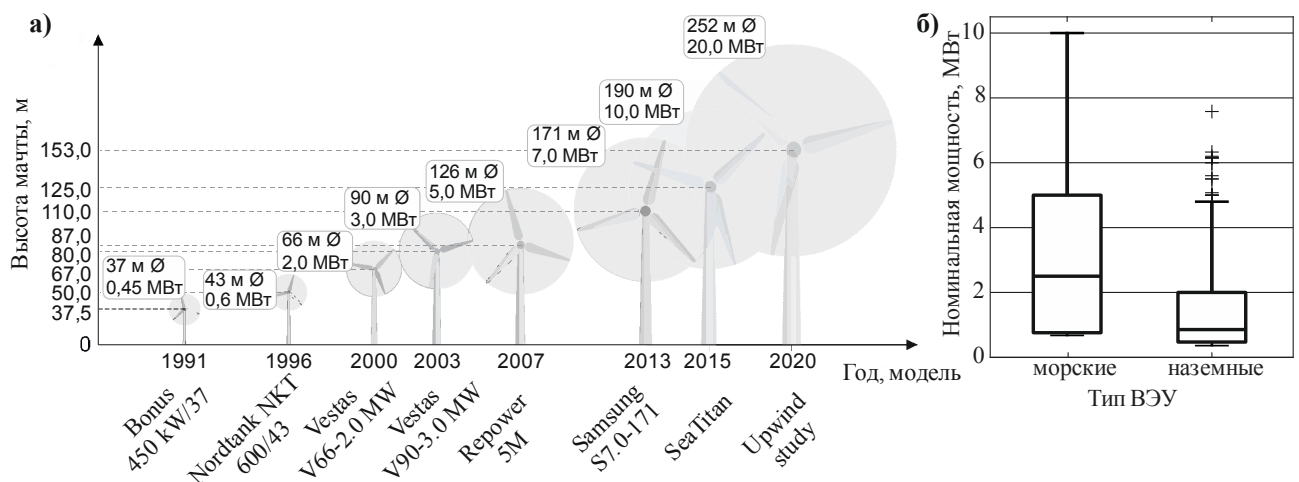
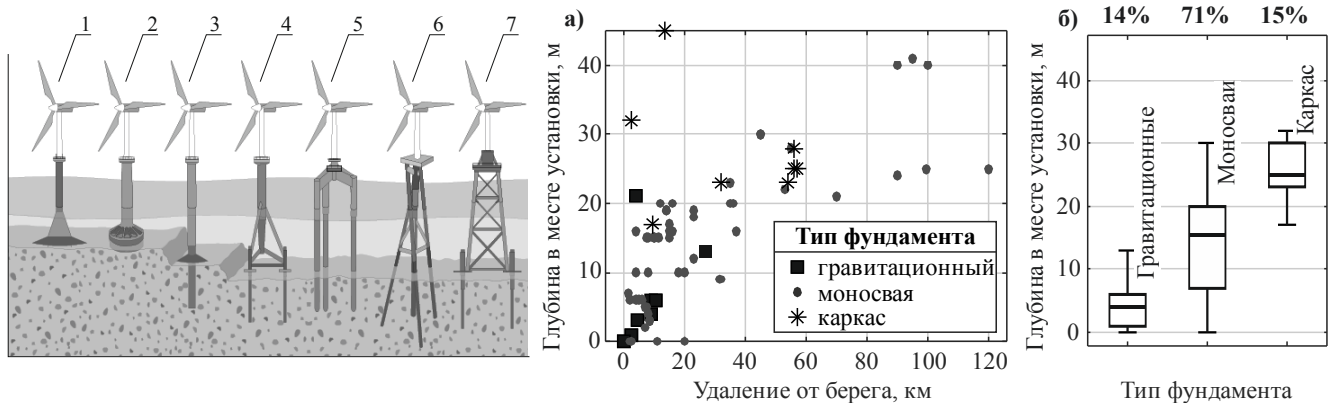


Рисунок 1.9 – Ветроэнергетические установки: а – тенденция укрупнения размеров морских ВЭУ; б – соотношения номинальной мощности ВЭУ различного исполнения

Фундаменты ВЭУ имеют различный тип конструкции и подразделяются на: устанавливаемые на морском дне (стационарные), а также плавучие платформы, которые крепятся к морскому дну посредством растяжек и предназначены для использования на глубоководных участках.

Стационарные опорные конструкции подразделяются на гравитационные, моносваи, треноги, каркасы, и прочие [37]. Некоторые типы стационарных опорных конструкций МВЭУ показаны на рисунке 1.10.



1 – гравитационная (*gravity based*); 2 – перевернутый (вакуумный) ковш (*suction bucket*);
3 – моносвая (*monopile*); 4 – тренога (*tripod*); 5 – тренога с возможностью забивки свай (*tripile*);
6 – витой каркас (*twisted jacket*); 7 – каркас (*jacket*) [34]

Рисунок 1.10 – Типы стационарных фундаментов ВЭУ: а – зависимость выбора типа фундамента от глубины и удаления от берега; б – распределение и доля использования определенных типов фундаментов

Выбор определенного типа фундамента зависит от глубины в месте установки турбины, рельефа дна и характеристики придонного слоя.

Особенности некоторых опорных конструкций, их достоинства и недостатки приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Достоинства и недостатки опорных конструкций морских ветроустановок [38,39]

Опорная конструкция	Глубина, м	Мощность ВЭУ, МВт	Достоинства и недостатки
Гравитационные	20-30	до 5	+простота технического решения; +используются в местах, неподходящих для забивки свай; +используются только на мелководных участках; - необходима предварительная подготовка придонного слоя перед установкой
Моносвая	5-40 (песчаное дно); до 50 (твердый грунт)	до 4	+простейшее техническое решение; +низкая стоимость; +серийное производство
Тренога	до 50	до 5	+высокая прочность; - высокая стоимость; - более сложный процесс установки
Каркас	до 80	–	+применимы на участках с глубиной до 80 м; - высокая стоимость конструкции и затраты на монтаж

Согласно, диаграммам показывающим зависимость типа используемого фундамента от глубины в месте установки турбины и удаления от берега (рисунок 1.10-б), наиболее распространенными являются моносваи.

1.4.2 Система сбора мощности

Основным компонентом системы сбора мощности ВЭС являются кабели подводной прокладки, которые обеспечивают передачу вырабатываемой ветроустановками электроэнергии к приемному пункту – сборным шинам морской трансформаторной подстанции, либо непосредственно к береговому пункту приема и распределения электроэнергии (береговой подстанции). Для снижения потерь мощности в системе, выходное напряжение ветрогенераторов, которое обычно составляет 450-690В, посредством силовых трансформаторов, установленных на каждой ВЭУ, повышается до уровня напряжения системы сбора мощности, которое составляет 10-35 кВ [36]. В зависимости от размеров МВЭС и желаемого уровня надежности могут быть предложены несколько различных конфигураций системы сбора мощности: радиальная (неразветвленная), радиальная разветвленная, кольцевые (односторонние и двухсторонние) и звездообразная [33,36], схемы которых изображены на рисунке 1.11-а.

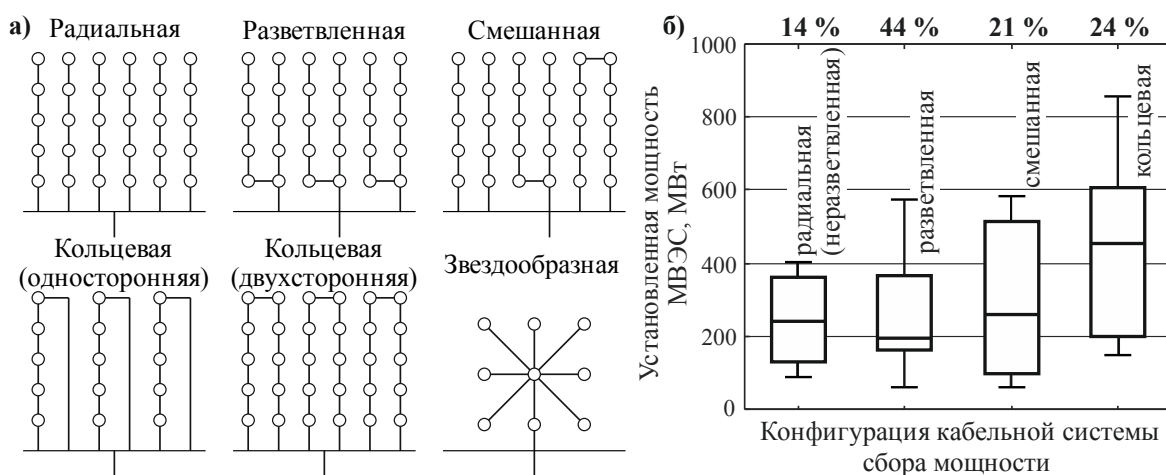


Рисунок 1.11 – Основные конфигурации системы сбора мощности (а) и статистика отражающая распространенность применения в МВЭС различной установленной мощности (б)

Согласно статистическим данным (рисунок 1.11-б) наиболее распространенными являются радиальные (разветвленные) и кольцевые конфигурации.

1) **Радиальная (неразветвленная) конфигурация** является наиболее простым вариантом и предполагает последовательное соединение ветроустановок в группы и присоединение их к вводу распределительному устройству трансформаторной подстанции по радиальной линии. Достоинством такой схемы является низкая стоимость и простота обслуживания. Однако, при этом существенным недостатком ввиду последовательного соединения являются большие потери мощности, а также отсутствие резервирования и как следствие низкий уровень надежности, поскольку неисправность кабеля или распределительного устройства может привести к отключению всей группы турбин.

2) **Радиальная (разветвленная) конфигурация** позволяет повысить надежность схемы за счет выполнения ответвлений, и кроме того в некоторых случаях существенно сократить капитальные затраты и электрические потери за счет снижения протяженности кабелей. Однако, выбор подобной конфигурации требует учета добавочных затрат, поскольку стандартной комплектацией электрооборудования ветроустановок не предусмотрено дополнительных аппаратов защиты, необходимых для обеспечения подключения дополнительного кабеля [40].

3) **Кольцевые схемы** позволяют обеспечить высокий уровень надежности за счет перемычки соединяющей концы линий, позволяющей в случае неисправности на участке сети обеспечить работоспособность всей группы ветроустановок. Стоимость такой конфигурации вдвое выше стоимости радиальной компоновки, однако, такой вариант является наиболее надежным.

Сравнение надежности схем трех конфигураций, на примере случая повреждения участка кабеля продемонстрировано на рисунке 1.12.

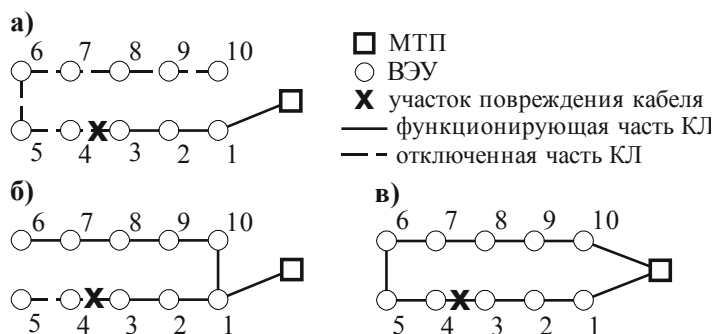


Рисунок 1.12 – Надежность систем сбора мощности: а – радиальная; б – радиальная с ответвлениями; в – кольцевая

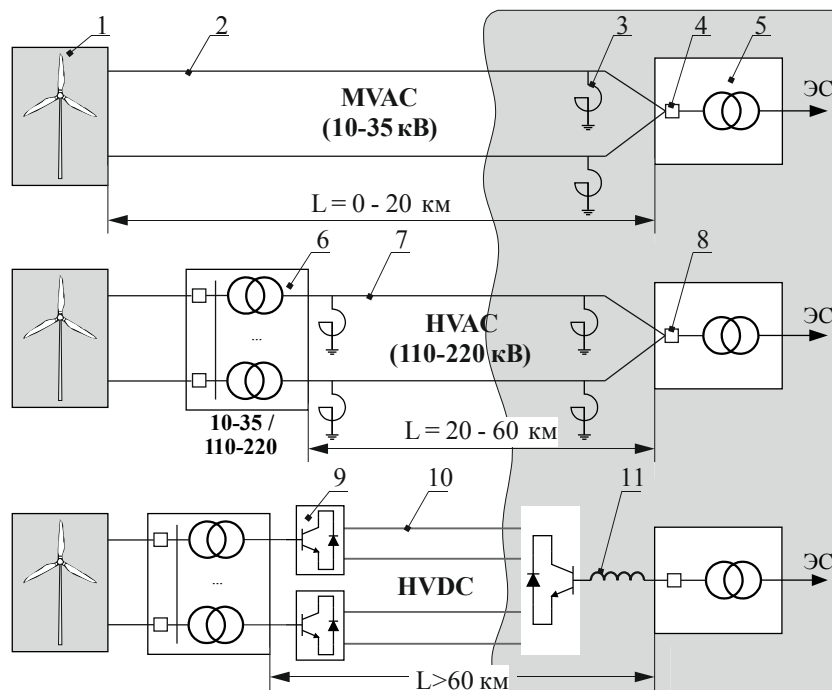
Очевидно, что наибольшей надежностью обладает кольцевая схема, в которой при повреждении участка кабеля между 4 и 3 ВЭУ в работе остается вся цепочка турбин. В случае использования радиальной схемы, аналогичная ситуация приведет к отключению большей части турбин в цепочке, что в свою очередь приведет к нарушению устойчивой работы и экономическим потерям. С другой стороны радиальная разветвленная конфигурация (б) представляет собой компромиссное решение между надежностью и стоимостью, чем обусловлена ее большая распространенность.

1.4.3 Система электропередачи и интеграции МВЭС с электрической сетью энергосистемы

Система электропередачи предназначена для транспортировки вырабатываемой электроэнергии от пункта сбора мощности до береговой трансформаторной подстанции энергосистемы посредством подводных кабельных линий. Основными факторами, определяющим выбор типа системы электропередачи, является установленная мощность ветропарка и расстояние между точкой сбора мощности и береговой подстанцией. В зависимости от расстояния от берега, элек-

тропередача может быть выполнена постпредством кабельных линий переменного тока среднего напряжения (MVAC), переменного тока высокого напряжения (HVAC) или высоковольтной линией постоянного тока (HVDC).

Структурные схемы систем электропередачи МВЭС изображены на рисунке 1.13.



1 – ветропарк; 2 – кабельные линии среднего напряжения переменного тока; 3 – шунтирующий реактор; 4 – распределительные устройства среднего напряжения; 5 – береговая подстанция; 6 – морская трансформаторная подстанция; 7 – кабельные линии высокого напряжения переменного тока; 8 – распределительное устройство высокого напряжения; 9 – модульный многоуровневый преобразователь; 10 – кабельные линии высокого напряжения постоянного тока; 11 – токоограничивающий реактор

Рисунок 1.13 – Основные структурные схемы систем приема и передачи электрической энергии МВЭС

Характеристики и особенности систем электропередачи сведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Конфигурации систем электропередачи [41-43]

Тип системы электропередачи	U, кВ	Пункт сбора мощности	d, км	P_{wf} , МВт	Примечания
MVAC	(6)10 – 35(66)	Береговая трансформаторная подстанция	0-20	до 200	• не требуется установка МТП; • большие потери электроэнергии
HVAC	110-220	Морская трансформаторная подстанция	20-60	200-800	• наиболее распространенное решение для большинства морских проектов; • требуется компенсация реактивной мощности
HVDC	150-320	Морская преобразовательная подстанция	>80	500-1000	• целесообразны для МВЭС располагаемых на существенном расстоянии от берега; • не требуется компенсация реактивной мощности; • высокая стоимость

Примечание: U – класс напряжения; d – расстояние от МВЭС до береговой подстанции; P_{wf} – установленная мощность МВЭС

При небольшой установленной мощности и размещении ветроэлектростанции на расстоянии до 20 км от берега, целесообразным может быть применение системы электропередачи переменного тока среднего напряжения (MVAC). Такая конфигурация предполагает передачу электроэнергии напрямую от ветроустановок до береговой трансформаторной подстанции без промежуточной трансформации напряжения. Преимуществом такого варианта является возможность существенного снижения капитальных затрат на сооружение МВЭС за счет исключения необходимости установки МТП и сопутствующего оборудования.

При удалении от берега (от 10-20 до 60 км) существенно возрастают потери мощности при передаче, что обуславливает необходимость применения дополнительной трансформации напряжения. Наиболее распространенным решением, для большинства действующих МВЭС, являются системы электропередачи высокого напряжения переменного тока (HVAC). В таком случае предусматривается установка одной или нескольких морских трансформаторных подстанций, назначением которых является преобразование уровня напряжения внутренней системы сбора мощности МВЭС до напряжения, достаточного для обеспечения передачи электроэнергии к береговому пункту приема с минимальными потерями мощности [44].

Конструктивно МТП представляют собой стационарную платформу, на которой размещается комплекс силового и технологического оборудования, а также бытовые помещения обслуживающего персонала. Помимо основного оборудования МТП – силового трансформатора и распределительных устройств СН/ВН, предусмотрены дополнительные компоненты, к числу которых относятся дизельный генератор, обеспечивающий электропитание в условиях отключения МВЭС от сети энергосистемы, а также оборудование, предназначенное для регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, назначением которого является поддержание качества напряжения, отдаваемого МВЭС в сеть [36].

Внешний вид платформы морской трансформаторной подстанции показан на рисунке 1.14.



Рисунок 1.14 – Платформа морской трансформаторной подстанции

В зависимости от количества ВЭУ и установленной мощности МВЭС количество МТП может варьироваться от 1 до 3 и более. Выбор необходимого количества МТП зависит по большей части от размеров МВЭС, уровня напряжения системы сбора мощности и системы электропередачи, номинальной мощности силовых трансформаторов МТП и количества отходящих кабелей электропередачи.

При удалении от берега свыше 60-80 км до 100 км экономически целесообразным вариантом может быть применение высоковольтной кабельной линии электропередачи постоянного тока (HVDC). Преимуществом HVDC является то, что подобная система не требует компенсации реактивной мощности, имеет более низкие электрические потери, но ввиду необходимости использования преобразователей и фильтров AC / DC и DC / AC на обоих концах линии электропередачи, капитальные затраты на реализацию такого варианта существенно увеличиваются.

Обычно к одной подстанции можно подключить несколько групп ВЭУ до 500 МВт выходной мощности [36], однако согласно техническим данным действующих МВЭС число МТП также зависит от общего числа ВЭУ, входящих в состав МВЭС, что продемонстрировано на рисунке 1.15.

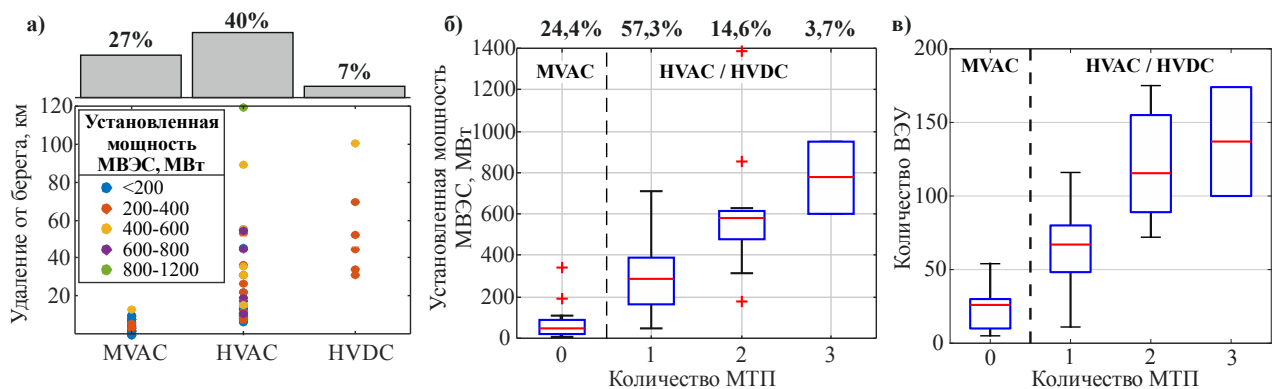


Рисунок 1.15 – Статистические данные: а – зависимость типа электропередачи от удаления от берега и мощности МВЭС; б – зависимость числа МТП от установленной мощности МВЭС; в – зависимость числа МТП от количества ВЭУ в составе ветропарка

1.5 Вопросы проектирования и оптимизации МВЭС

Для достижения высокой эффективности и рентабельности морской ветроэлектростанции, на этапе проработки проекта необходимо решение ряда оптимизационных задач, основной целью которых является поиск проектных решений, позволяющих повысить производительность МВЭС и обеспечить максимально возможное снижение инвестиционных затрат. К числу таких задач относятся выбор оптимальной схемы размещения ветроустановок на участке строительства МВЭС, а также проектирование электрической системы, что включает в себя выбор оптимальной конфигурации кабельной системы сбора мощности, поиск месторасположения пункта сбора мощности (МТП) и оптимального пути прокладки экспортирующей кабельной линии, что

в целом определяется как проблема оптимальной компоновки энергетического оборудования ВЭС.

Как с инженерной, так и с экономической точки зрения поиск оптимальной схемы размещения оборудования является ключевым аспектом проектирования, поскольку ветроустановки являются наиболее дорогостоящим компонентом ВЭС и возникающие потери, вызываемые аэродинамическим эффектом, могут значительно снизить эффективность ветроэлектростанции.

Проектирование ветряной электростанции состоящей из нескольких турбин, связано с широким кругом соображений, которые не имеют значения для однотурбинных ВЭС для которых основным фактором, определяющим типоразмер турбины, а также ее местоположение является скорость ветра на заданном участке строительства. При проектировании ветропарков, необходима оценка аэродинамического взаимовлияния турбин (эффекта аэродинамического затенения), которое зависит от конструктивных параметров ветроустановок, схемы расстановки турбин на площадке МВЭС и параметров ветрового режима – скорости и направления ветра, а также интенсивности турбулентности, которые влияют на формирование аэродинамического следа.

Следовательно, при выполнении оценки влияния аэродинамического эффекта важным является обеспечение надежного прогнозирования скорости ветра и изменения его направления, поскольку от данных факторов напрямую зависят потери мощности, которые в случае выбора неоптимальной компоновки могут достигать 10-15% и более [45]. Кроме того, высокая турбулентность воздушного потока в области аэродинамического следа создает дополнительные механические нагрузки на узлы ВЭУ, что приводит к интенсивному износу и преждевременному выходу из строя ее компонентов.

Наблюдаемый турбулентный след в уходящем воздушном потоке за ветроустановками МВЭС, изображен на рисунке 1.16.



Рисунок 1.16 – Визуально наблюдаемый шлейф турбулентного потока вызываемого аэродинамическим следом за ветроэнергетическими установками (ВЭС «Horns Rev 1»)

С увеличением дистанции между турбинами, аэродинамическое взаимовлияние ослабевает, что позволяет повысить производительность, но при этом может существенно возрасти стоимость системы сбора мощности за счет увеличения протяженности межтурбинных кабельных линий, соединяющих ветроустановки с подстанцией. При этом, увеличение выдачи мощности ВЭУ приведет к повышению тока протекающего в кабелях, что влечет за собой возрастание электрических потерь или необходимость выбора кабелей большего сечения. С другой стороны, если ветроустановки будут размещены на минимально возможном расстоянии друг от друга, в целях снижения электрических потерь и экономических затрат на кабели, аэродинамический эффект будет оказывать сильное влияние на выработку электроэнергии.

Стоимость подводных кабелей составляет значительную часть общих капитальных затрат на МВЭС (до 9%), что делает задачу оптимизации электрической инфраструктуры критически важной в проектировании современной ветровой электростанции. Расположение морской подстанции также оказывает значительное влияние на общую стоимость электрической системы - чем ближе к центру электрических нагрузок ВЭУ располагается МТП, тем меньше будут затраты на кабели сбора мощности, но при этом стоимость и электрические потери в экспортирующем кабеле, связывающим МТП с береговой подстанцией будут увеличиваться.

Следовательно, для достижения общей высокой эффективности ВЭС целесообразно одновременно выполнять оптимизацию компоновки ВЭУ, построение оптимальной конфигурации кабельной системы совместно с поиском оптимального места размещения МТП.

Взаимосвязи между задачами оптимизации расстановки ВЭУ и оптимизации электрической системы, а также факторы и ограничения показаны на рисунке 1.17.



Рисунок 1.17 – Структурная схема взаимосвязей задачи комплексной оптимизации МВЭС

Основные задачи проектирования МВЭС, при решении которых требуется выполнение оптимизации, приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Задачи проектирования МВЭС: переменные, влияющие факторы, ограничения и цели [34]

Проектные параметры	Факторы, влияющие на выбор вариантов		Пределы области поиска	Ограничения
	Выработка электроэнергии	Стоимость		
Ветроустановки				
Количество / модель ВЭУ	- КПД; - аэродинамические потери	- стоимость ВЭУ; - затраты на кабели	- максимальное число ВЭУ, согласно техническому заданию; - предварительно выбранные модели ВЭУ	- КПД МВЭС; - КИУМ; - установленная мощность;
Схема размещения	аэродинамические потери	- затраты на опорные конструкции; - затраты на кабели	площадь участка размещения ветроустановок	- дистанция между ВЭУ; - глубина на участке акватории; - прочие естественные и технические ограничения
Морские трансформаторные подстанции				
Количество	электрические потери	- стоимость компонентов МТП; - затраты на кабели; - затраты на РУ	максимум определенный техническим заданием	количество ВЭУ / установленная мощность МВЭС;
Размещение		- стоимость компонентов МТП; - затраты на кабели	границы участка размещения МВЭС	- минимальная дистанция между МТП и ВЭУ; - глубина на участке акватории; - прочие естественные и техногенные ограничения
Тип		- стоимость компонентов МТП; - затраты на опорные конструкции; - затраты на кабели	технические решения, определенные техническим заданием	—
Система сбора мощности и система электропередачи				
Конфигурация системы сбора мощности	электрические потери	- затраты на кабели; - затраты на РУ	- предварительно выбранные кабели по сечениям; - номинальное напряжение;	- номинальная мощность ветроустановок; - естественные и техногенные ограничения
Конфигурация системы электропередачи		- затраты на кабели; - затраты на устройства КРМ	- предварительно выбранные кабели по сечениям; - номинальное напряжение.	- установленная мощность МВЭС; - естественные и техногенные ограничения

1.6 Аналитический обзор методик оптимизации компоновки морских ВЭС

В работах посвященных вопросам оптимизации морских ВЭС в целом можно выделить два основных направления: **разработка методик и алгоритмов оптимизации местоположения ветроустановок МВЭС** и **исследования, сосредоточенные на оптимизации конфигурации электрической системы МВЭС** [46].

На основе предшествующих исследований, проведен анализ методик оптимизации компоновки ветроэлектростанций, реализованных с применением различных моделей аэродинамики ветропарков, разнородных алгоритмов и способов поиска оптимальной компоновки ВЭУ, алгоритмов оптимизации конфигураций электрической системы, а также целевых функций [47-49].

На рисунке 1.18 изображены диаграммы показывающие статистику использования различных моделей аэродинамического следа, сценариев ветрового режима и целевых технико-экономических показателей эффективности применяемых в методиках оптимизации МВЭС.

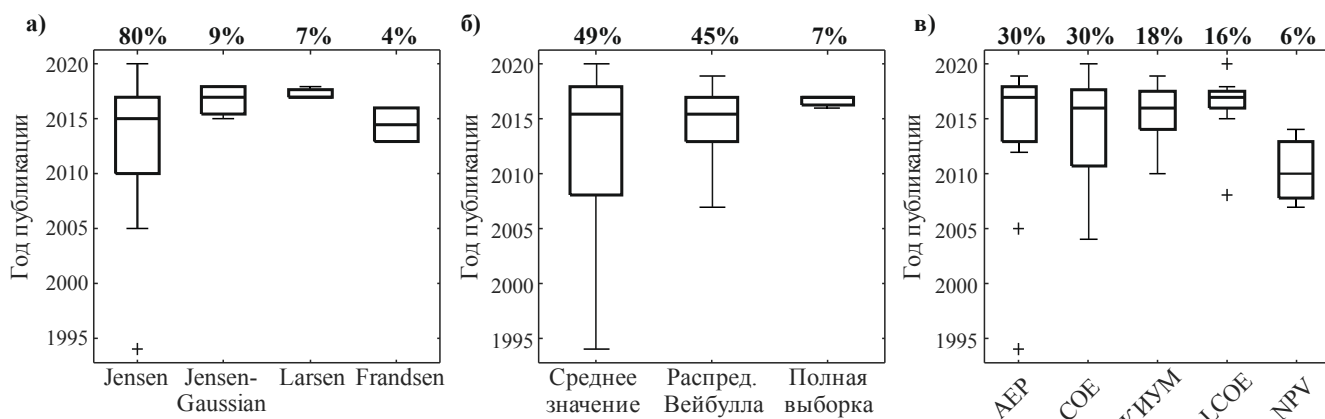


Рисунок 1.18 – Модели аэродинамического следа (а), используемые данные ветрового режима (б) и целевые функции (в) используемые при оптимизации МВЭС

Во многих исследованиях использовались упрощенные способы моделирования ветрового режима – одно направление скорости ветра с постоянной скоростью (12 м/с), средняя скорость ветра и несколько направлений (от 0 до 360 град), несколько направлений с переменной скоростью (8, 12 и 17 м/с) и вероятностное моделирование посредством функции распределения Вейбулла [50]. Стоит отметить, что подобные подходы применялись в основном в ранних исследованиях, сосредоточенных на повышении эффективности алгоритмов оптимизации и не имели целью разработки комплексной методики оптимизации МВЭС. 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.

Более того, при анализе эффективности ВЭС важным является также моделирование как случайных, так и систематических вариаций скорости и направления ветра [51,52] на различ-

ных интервалах времени, для чего необходимо использование стохастических вероятностных моделей, учитывающих фактор неопределенности энергоресурса.

1.6.1 Оптимизационные модели, целевые функции и технико-экономические показатели эффективности

При оптимизации МВЭС часто используется последовательный подход, который предполагает поочередное решение оптимизационных задач, каждая из которых имеет собственную целевую функцию, в качестве которых используются типовые показатели, основанные на расчете среднегодовой выработки электроэнергии (АЕР), капитальных затратах (CAPEX) и эксплуатационных расходах (OPEX) [34].

Максимизация годового производства энергии (АЕР) является одной из наиболее распространенных целей оптимизации, и направлена на увеличение выработки электроэнергии ветроустановками ВЭС за счет снижения потерь мощности во всей системе, включая аэродинамические потери ВЭУ, а также электрические потери в кабелях и силовых трансформаторах при выполнении оптимизации электрической системы.

Однако, для обеспечения рентабельности МВЭС, важно не только максимизировать производительность, но и снизить себестоимость производства электроэнергии (LCOE). Таким образом, цель оптимизации компоновки представляет собой достижение баланса между максимизацией выработки электроэнергии и минимизацией затрат.

В основном применяются методики, как правило, не включающие в расчет все проектные ограничения и не обеспечивающие детальную оценку влияния конфигурации МВЭС на показатель себестоимости электроэнергии. Простым примером является выполнение оптимизации без подробного расчета инвестиционных затрат, например, на компоненты системы сбора мощности и передачи электроэнергии или стоимости опорных конструкций, затраты на которые зависят от рельефа морского дна и глубины в месте установки.

Фактор потерь электроэнергии в системе электропередачи, как правило, не учитывается, ввиду невовлеченности параметра протяженности экспортирующего кабеля в процесс оптимизации при выполнении компоновки ВЭУ. Однако, в случае выполнения совместной компоновки, которая включает поиск оптимальной позиции МТП, требуется включение данного фактора в целевую функцию.

Сравнение последовательного подхода с комплексной методикой оптимизации, где все компоненты МВЭС оптимизируются одновременно с минимизацией показателя нормированной себестоимости электроэнергии в качестве глобальной целевой функции, приведено в работе [53]. Анализ результатов оптимизации регулярных и нерегулярных схем компоновок показал, что наилучший результат достигается, когда одновременно учитываются производительность

(выработка электроэнергии) и общесистемные затраты, что позволяет обеспечить достижение более низкой себестоимости производства электроэнергии, чем при последовательной оптимизации, путем нахождения оптимального баланса между производительностью и стоимостью электрической системы и опорных конструкций ветроустановок.

Основным препятствием применения комплексной методики оптимизации до недавнего времени была высокая вычислительная сложность подобной оптимизационной модели, требующей одновременного моделирования аэродинамического взаимовлияния с расчетом потерь мощности в компонентах МВЭС и детального расчета затрат по каждому компоненту. В настоящее время разработки подобного рода моделей имеются, но методики оптимизации, реализованные на их основе, как правило, адаптированы под какую-либо определенную конфигурацию МВЭС. Однако, с точки зрения оптимального проектирования, важной является оценка множества различных вариантов построения МВЭС. Следовательно, одной из приоритетных задач является разработка универсальной расчетной модели, обеспечивающей возможность детального просчета разных конфигураций МВЭС с учетом разного рода факторов и ограничений за адекватное время.

В число проектных ограничений входят: минимальное расстояние между соседними ветроустановками, которое составляет от 5 до 7 диаметров ротора [41], а также запрещенные зоны, в которых ВЭУ не могут быть размещены по физическим или иным причинам [54]. К запрещенным зонам относятся участки акватории вне границ установленного участка площадки МВЭС, места пролегания подводных коммуникаций и трубопроводов, глубоководные зоны в которых установка ВЭУ невозможна по техническим или экономическим причинам.

Со стороны электрической системы МВЭС основным требованием является соответствие электрических параметров оборудования параметрам номинального режима работы, то есть не должны нарушаться условия по допустимой длительной токовой нагрузке кабелей, допустимой перегрузке трансформаторов, падению напряжения в экспортирующей кабельной линии и т.д. Кроме того, желательно чтобы в схеме прокладки отсутствовали пересекающиеся кабельные линии, поскольку такой вариант построения сети более дорогостоящий, требует больших ресурсных затрат при выполнении ремонта, а также ввиду повышенного нагрева кабелей в точке их пересечения, приводит к интенсивному старению изоляции и сопутствующим рискам.

Результаты проведенного анализа методик и алгоритмов, используемых в задачах оптимизации компоновки ветроэлектростанций, сведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Методы, алгоритмы и модели, используемые при выполнении оптимизации компоновки оборудования ВЭС [50]

Основные компоненты оптимизационной задачи	Методы и алгоритмы	Примечания
Алгоритмы оптимизации	• эвристические (детерминированные) алгоритмы; • математическое программирование (LP, MILP, MINLP); • метаэвристические алгоритмы (эволюционные, роевого интеллекта и т.д.); • гибридные алгоритмы	У каждого алгоритма есть свои достоинства и недостатки. Наибольшие эффективные решения могут быть получены при использовании гибридных алгоритмов, при этом поиск расположения ветроустановок и построение схемы кабельных соединений необходимо выполнять одновременно.
Данные о скорости и направлении ветра	• средние значения (одно или несколько направлений ветра с постоянной скоростью ветра); • вероятностные модели (распределение Вейбулла); • стохастическое моделирование	Упрощенный метод заключается в использовании средних значений скорости ветра на одном или нескольких направлениях. Точный метод состоит в использовании реальных временных рядов с метеостанции или синтезированных данных при помощи методики анализа временных рядов.
Целевые функции	• максимизация показателя годовой выработки электроэнергии АЕР или КИУМ; • максимизация чистой приведенной стоимости NPV; • минимизация CAPEX, OPEX, потеря мощности, себестоимости электроэнергии (COE, LCOE)	В большинстве работ в качестве целевой функции используется показатель АЕР или COE. Однако для достижения оптимального баланса между производительностью и инвестиционными затратами рекомендуется использовать показатель LCOE
Ограничения	• границы участка ветропарка; • дистанция между ветроустановками; • запрещенные зоны; • конструктивные и электрические параметры оборудования; • пересечения кабельных линий.	Для получения компоновок удовлетворяющим техническим условиям построения МВЭС в процессе оптимизации необходимо учитывать множество ограничений, что определяет высокую сложность оптимизационной задачи

1.6.2 Алгоритмы оптимизации

Для крупных электростанций, состоящих из десятков и сотен турбин, поиск оптимальной схемы компоновки из множества возможных вариантов, неосуществим без привлечения специальных оптимизационных алгоритмов.

В силу большого количества ограничений, дискретных переменных, задействованных в решении, и недифференцируемой целевой функции с множеством локальных экстремумов, рассматриваемая проблема относится к классу NP-трудных математических задач [46], для которых алгоритмы полного перебора неэффективны и способа быстрого нахождения точного решения не существует. Для нахождения приближенного решения могут использоваться методы математического программирования, а также различные эвристические (детерминированные) и метаэвристические (стохастические) алгоритмы [33].

Сводная статистика алгоритмов, применяемых для выполнения оптимизации компоновки ветроэлектростанций, приведена на рисунке 1.19.

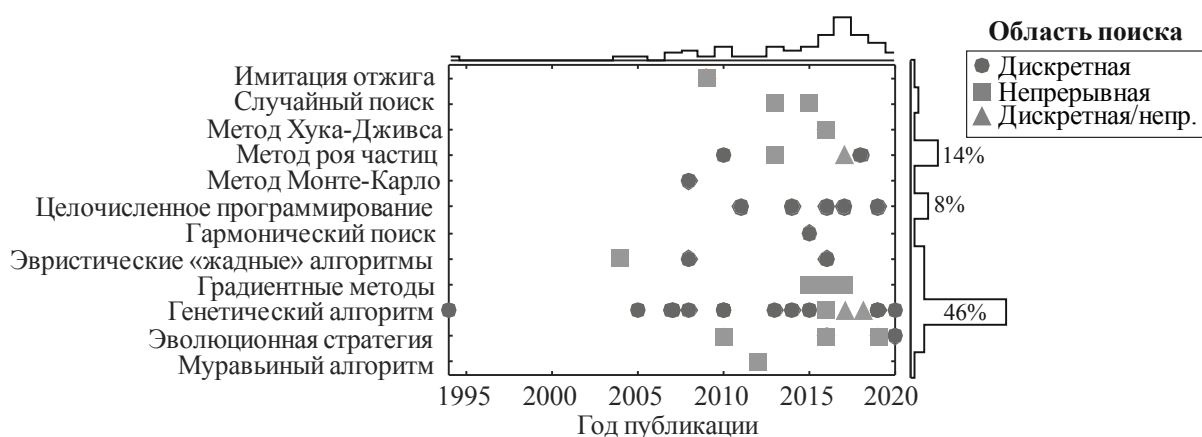


Рисунок 1.19 – Статистика частоты применения различных алгоритмов оптимизации, в работах посвященных оптимизации компоновки ВЭС

Метаэвристические алгоритмы исследуют очень широкое пространство решений, эффективны при решении комбинаторных задач, но требуют существенных вычислительных затрат. Популярность этих алгоритмов обусловлена их универсальностью, возможностью легко адаптировать алгоритм практически под любую задачу, способностью обеспечить поиск приемлемого решения сложных оптимизационных задач с высокой вероятностью сходимости к глобальному оптимальному решению.

К числу метаэвристических алгоритмов, которые успешно используются при решении задачи компоновки ВЭС, относятся эволюционные алгоритмы (например, генетический алгоритм) [55-58], алгоритмы роевого интеллекта (такие, как алгоритм роя частиц) [59,60], случайный поиск [61,62], имитация отжига (SA), градиентный поиск (GSA), алгоритм поиска по шаблону и прочие [63].

В решении задач проектирования схем кабельной системы сбора мощности, находят применение детерминированные эвристические алгоритмы, основанные на принципе «жадной» логики, основная идея которых заключается в выборе наилучшего варианта на каждой итерации, т.е. выбирается локальное оптимальное решение, вследствие чего глобальное оптимальное решение может быть не найдено. Однако, в отличие от метаэвристических алгоритмов, они имеют очень высокое быстродействие и позволяют выполнить решение задачи за короткое время. Фактор быстродействия алгоритма особенно важен при комплексной оптимизации, предполагающей совместно с построением схемы кабельных соединений, осуществление поиска оптимального расположения ветроустановок на участке предполагаемого строительства МВЭС [60].

Для достижения большей эффективности оптимизации применяются гибридные алгоритмы, реализованные посредством совмещения двух или более различных алгоритмов с целью достижения более качественных решений и адаптации под конкретную оптимизационную задачу.

1.6.3 Оптимизация схемы размещения ветроустановок

Анализируя прошлое и настоящее морской ветроэнергетики, в части проектирования и выбора схем компоновки можно наблюдать явную тенденцию перехода от использования простых симметричных прямолинейных схем к сложным криволинейным конфигурациям со значительным увеличением размеров ветропарка (рисунок 1.20).

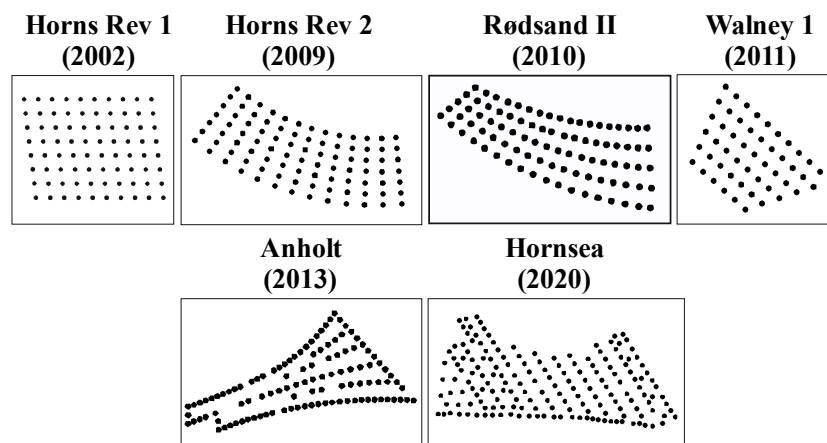


Рисунок 1.20 – Схемы компоновок эксплуатируемых МВЭС

Усложнение геометрических форм схем связано в первую очередь со стремлением как можно более эффективно использовать выделенную под строительство площадку и разместить на ней как можно больше ВЭУ. С другой стороны, особенностью криволинейных схем является более равномерная характеристика распределения потерь мощности, вызываемых аэродинамическим затенением в зависимости от угла направления ветра. Поскольку скорость и направление ветра являются случайными факторами, выбор компоновок с нестандартной геометрией, вероятно, обусловлен стремлением снизить ресурсные риски и гарантировать достижение плановой выработки электроэнергии.

Анализируя эволюцию методик оптимизации, в части применяемых способов построения схем размещения турбин, можно выделить три основных подхода: поиск мест размещения ВЭУ по сетке, координатный способ и методика оптимизации на основе применения геометрических преобразований (рисунок 1.21).

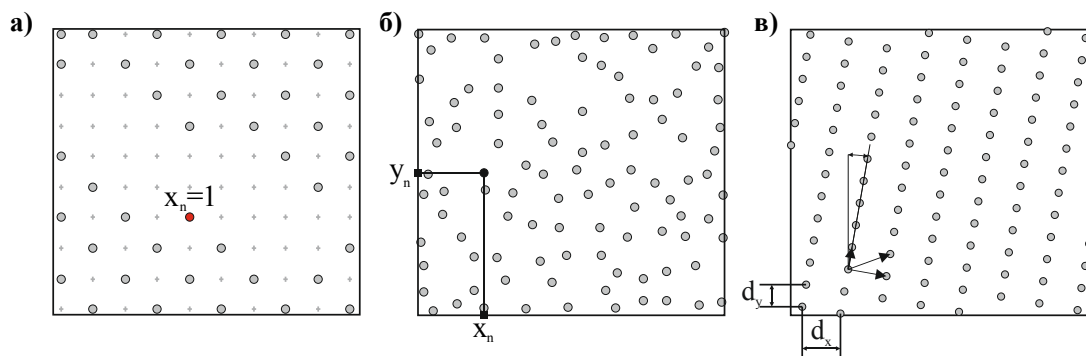


Рисунок 1.21 – Способы поиска мест размещения ветроустановок: а – способ поиска по равномерной сетке; б – координатный способ; в – способ на основе геометрических преобразований расчетной сетки

В числе первых работ [55,56], использовался сеточный метод (рисунок 1.21-а), принцип которого заключается в дискретизации координатной плоскости поиска путем построения ортогональной регулярной расчетной сетки, в узлах которой определяются потенциально возможные места размещения турбин. В процессе оптимизации, выполняемой при помощи мета-эвристического алгоритма, позиции ВЭУ, добавляемых в схему, кодируются единицами в векторе бинарных переменных, размер которого равен числу узлов расчетной сетки. Ввиду того, что возможные места размещения турбин предопределены и в процессе выполнения поиска параметры сетки остаются постоянными, т.е. расстояния между узлами не изменяются, это приводит к существенному сужению пространства возможных решений задачи, что исключает из рассмотрения потенциально более эффективные варианты.

В соответствии с существующей тенденцией, множество современных исследований, имеет целью разработку методик синтеза нестандартных геометрических форм ветропарка, которые на практике могут позволить достичь более высокой производительности [34]. В соответствие с поставленной задачей, используется координатный способ, позволяющий в процессе оптимизации определять точки размещения турбин произвольным образом в пределах допустимой области. С одной стороны, такой подход является максимально гибким и теоретически позволяет вычислить наиболее эффективную уникальную конфигурацию ветропарка, но с другой стороны для получения соответствующей техническим требованиям компоновки необходимо введение дополнительных ограничений, что может существенно усложнить задачу. В противном случае, полученные данным способом схемы компоновки будут иметь неструктурированный, хаотичный вид (рисунок 1.21-б).

Очевидно, что подобный результат, не удовлетворяет существующим предписаниям и требованиям касательно допустимой геометрии схем расстановки турбин в составе морских ветропарков. Подобные стохастические схемы размещения вполне приемлемы для наземных ВЭС, но что касается морских проектов, то на практике предпочтение отдается структурированным симметричным компоновкам ввиду существенных преимуществ при монтаже и техническом обслуживании оборудования. Кроме того, например, в Великобритании разработчикам проектов настоятельно рекомендуется использовать симметричные схемы, где турбины размещены вдоль прямой линии, что регламентируется требованиями навигационной безопасности [57]. Более того, в исследовании [64] показано, что использование стохастической компоновки позволяет лишь незначительно повысить производительность МВЭС, что в целом несоизмеримо по сравнению с недостатками такого решения.

Для сеточного и координатного способа характерен один общий недостаток, ограничивающий их применение для оптимизации крупных ветропарков. Места расположения каждой турбины в отдельности задаются либо индексом узла расчетной сетки (сеточный метод), либо

парой координат (координатный метод). Таким образом, вектор искомого решения зависит от размерности оптимизируемой конфигурации (т.е. количества ветроустановок, размещаемых на схеме), что влечет за собой увеличение вычислительных затрат.

Чтобы сократить количество степеней свободы и при этом обеспечить симметричность схем, используются метод на основе геометрических трансформаций расчетной сетки (рисунок 1.21-в). Помимо, соблюдения условия симметричности и структурированности схемы, такой подход позволяет ограничить вектор искомых параметров, которыми задаются пропорции компоновочной сетки, что позволяет снизить вычислительную сложность.

Преимущества и недостатки используемых способов оптимизации компоновок приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Преимущества и недостатки способов оптимизации компоновок МВЭС

Способ	Преимущества	Недостатки
Оптимизация по сетке	• меньшее число ограничений	• зависимость вектора искомого решения от размерности задачи; • дискретная область поиска
Координатный	• непрерывная область поиска	• стохастические схемы компоновки; • зависимость вектора искомого решения от размерности задачи
Геометрические трансформации расчетной сетки	• симметричные схемы; • размер вектора искомых параметров не зависит от размера компоновки	• меньшая гибкость по сравнению с координатным методом

В существующих методиках, реализованных на основе подобного способа [59, 61], использовались исключительно регулярные расчетные сетки с применением к ним линейных преобразований, позволяющих изменять масштаб (расстояние между узлами), а также параллельный наклон осей, что позволяет придавать схемам компоновки форму параллелограмма. Однако, очевидной является возможность использования расчетных сеток иной топологии, например, радиальных (круговых) с применением нелинейных геометрических преобразований. Ввиду того, что в эксплуатируемых МВЭС имеются примеры использования нерегулярных схем размещения ветроустановок, введение такой опции в инструмент оптимизации, вероятно, может обеспечить достижение более эффективных результатов.

1.6.4 Оптимизация электрической системы МВЭС

Задачи оптимизации электрической системы морской ветровой электростанции можно разделить на два типа: **оптимальный выбор электрических компонентов и параметров системы** (уровня напряжения, рода тока, типа оборудования) и **оптимизация топологии кабельной системы** (проектирование схемы прокладки кабелей с выбором необходимой площади сечения и поиск оптимального места расположения морской подстанции). Обе проблемы тесно

связаны между собой и в совокупности влияют на экономические показатели МВЭС, что делает проектирование электрической системы комплексной задачей оптимизации.

В общем случае проблема построения оптимальной схемы прокладки кабелей может быть сведена к широкому классу задач оптимизации на графах – поиска кратчайших маршрутов (задача коммивояжера – TSP) [65], построения минимального остовного дерева (MST) [66] или задаче маршрутизации транспорта (VRP) [67].

Простейшим вариантом решения является применение детерминированных эвристических алгоритмов Краскала (Kruskal) и Прима (Prim) для построения простого минимального остовного дерева без ограничений [68]. Подобные алгоритмы могут использоваться для минимизации общей протяженности связей сети, что, однако не гарантирует достижения минимальной стоимости. В ранних исследованиях, подобная методика была применима ввиду того, что построение схем компоновки выполнялось по равномерным расчетным сеткам, и дистанции между турбинами были постоянными, что в целом давало возможность оценить приблизительную стоимость кабельной системы. В действительности, MST-подобная конфигурация сети возможна преимущественно для небольших МВЭС, состоящих из некоторого числа турбин, которые можно соединить кабелем одного сечения без превышения максимально допустимой токовой нагрузки кабеля. При оптимизации крупных МВЭС, состоящих из большого количества ветроустановок, использование такого подхода не может обеспечить выполнение данного условия, ввиду отсутствия ограничения на проводимость связи.

Более того, в таком случае, целевой фактор протяженности кабельных линий отходит на второй план, поскольку на стоимость сети, помимо суммарной длины участков кабельных линий, будет влиять также тип (сечение) используемых кабелей, а также затраты на распределительные устройства, зависящие от конфигурации электрической системы (числа подключений к определенным узлам сети).

На рисунке 1.22 продемонстрирована технически реализуемая схема кабельной сети МВЭС и схема, построение которой выполнено посредством MST-алгоритма без ограничения допустимого тока кабеля.

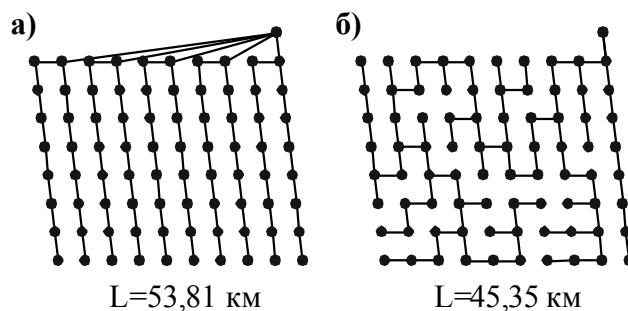


Рисунок 1.22 – Пример выполненного синтеза схемы прокладки кабельной системы сбора мощности: а – схема, построенная с учетом ограничения на проводимость кабеля; б – схема, построенная с применением MST-алгоритма без ограничения на проводимость

Очевидно, что, несмотря на меньшую общую протяженность участков кабельных линий, схема (б) не может быть реализована, поскольку соединение всех турбин в одной кабельной линией невозможно.

Выполнение синтеза схемы кабельной системы с учетом ограничения по допустимому току кабеля можно осуществить двумя путями.

Первый вариант - сформулировать задачу как проблему аппроксимации минимального остовного дерева с ограничением на проводимость связей (CMST) [69] или проблему маршрутизации транспорта с открытыми (OVRP) или закрытыми маршрутами (VRP) и ограничением числа узлов в маршрутах. Данные оптимизационные модели реализуют радиальную разветвленную (CMST), радиальную (OVRP) и кольцевую (VRP) топологии системы.

Второй вариант - использование методов кластеризации (таких как k-means, «sweep»), позволяющих сгруппировать узлы схемы, характеризующие ветроустановки в блоки, с максимальным числом турбин, суммарный ток которых меньше или равен току кабеля максимального сечения, и затем для каждого блока выполняется построение простого остовного дерева (MST), объединяющего узлы каждого блока между собой и подстанцией.

Математическая постановка проблемы оптимизации кабельной системы сбора мощности, как задачи целочисленного программирования, сформулирована в работах [70,71], где приведено описание моделей для построения различных конфигураций сети (радиальной, радиальной с ответвлениями, кольцевой). В исследовании [72] авторы используют симплекс-метод (алгоритм CPLEX) для поиска оптимальных схем прокладки кабельных линий с радиальной (неразветвленной и разветвленной) конфигурацией при использовании нескольких типов кабелей.

Для решения задачи синтеза радиальной (неразветвленной) топологии кабельной системы, сформулированной как OVRP, разработана эвристика Planar Open Savings (POS) [73], являющаяся модификацией алгоритма маршрутизации транспорта Clarke-Wright с незамкнутыми маршрутами. Полученные результаты сравнения решений с результатом оптимизации симплекс-методом (CPLEX) показали незначительную погрешность при существенно меньших временных затратах. Возможности алгоритма ограничены построением радиальной сети с кабелем одного типа.

Синтез схем с радиальной (разветвленной) топологией может быть выполнен посредством алгоритма Esau-Williams (EW) [74], предназначенного для аппроксимации CMST-задачи. Проведенные исследования показывают, что методики, реализованные на основе данного алгоритма, позволяют найти более сбалансированное решение между инвестициями и электрическими потерями по сравнению с другими эвристическими алгоритмами [58]. Однако, как и в случае с POS, алгоритм EW не приспособлен для построения сети минимальной стоимости и минимизирует только общую протяженность связей сети, вследствие чего не позволяет осуществить по-

строение оптимальной кабельной системы с выбором кабелей различных сечений. Кроме, того исходный вариант данного алгоритма (EW) не учитывает ограничения на пересечение связей.

В работе [75] алгоритм EW используется для построения схемы кабельной сети совместно с выбором количества и поиском оптимальной расстановки турбин. В статье [76] предложен алгоритм построения динамического остоного дерева (с учетом изменяющихся затрат на кабели во время оптимизации), который позволяет учитывать разницу в стоимости для кабелей различных сечений и таким образом минимизировать общую стоимость системы сбора мощности. Для решения проблемы оптимизации кабельной системы МВЭС с различным набором кабелей используется методика кластеризации («Sweep») совместно с метаэвристическими алгоритмами оптимизации [77]. При построении сети алгоритм выбирает оптимальное сечение кабеля, учитывая его стоимость, стоимость подключения к подстанции с обеспечением отсутствия пересечения кабелей на схеме.

Общим недостатком эвристических алгоритмов, основанных на использовании «жадной» стратегии поиска, является проблема снижения качества решений с увеличением размерности задачи, а также на заключительных этапах построения остоного дерева, при том, что первоначальные решения на первых итерациях в большинстве случаев оказываются обычно удачными.

В статье [78] предложена методика улучшения результатов алгоритма построения MST путем создания дополнительных узловых точек (мест стыковки кабельных линий, размещенных отдельно от мест расположения ветряных турбин), что позволяет сократить протяженность кабельных линий, и таким образом снизить стоимость сети в среднем на 1%. В работах [79,80] исследована возможность улучшения эвристик Clarke-Wright и EW путем модификации расчетной функции без значительного увеличения вычислительной сложности и проведено исследование параметризованного алгоритма (EW) для настройки параметров которого использовался генетический алгоритм [81]. Результаты показали существенное улучшение решений по сравнению результатами, полученными при использовании стандартного алгоритма.

В большинстве работ оптимизация кабельной системы выполнялась при фиксированном местоположении МТП. Однако, в зависимости от местоположения трансформаторной подстанции и схемы размещения ветроустановок, которые должны быть подключены к ней, оптимальная схема кабельной разводки может изменяться. Морская подстанция может быть установлена в центральной точке массива ветроустановок, что может быть наиболее благоприятным местоположением, или подходящее место может быть выбрано из ряда заданных допустимых позиций. Однако, наилучший результат может быть получен при выполнении поиска одновременно с выполнением трассировки кабельных линий системы сбора мощности.

Методика совместной оптимизации кабельной системы с поиском места размещения подстанции и выбором подходящей площади сечения кабелей реализована на основе адаптивного

алгоритма роя частиц с построением MST (APSO-MST) [82]. В статье [83] предлагается комплексная методика оптимизации, позволяющая выполнять одновременный поиск оптимального местоположения подстанции и выполнить проектирование кабельной системы с выполнением построения схемы без пересекающихся кабельных линий и выбором необходимого сечения кабелей с подробным расчетом потерь мощности. В работе [84] предложена методика оптимизации кабельной системы, реализованная на основе генетического алгоритма с k-кластеризацией и алгоритма построения MST с выбором кабеля необходимого сечения с выполнением поиска места размещения морской подстанций посредством применения алгоритма поиска по шаблону (Pattern Search).

В работе [85] реализована методика оптимального проектирования МВЭС с минимизацией затрат и потерь мощности при учете реальных ограничений. Инструмент оптимизации реализован на основе модифицированного алгоритма кластеризации (kmeans++) используемого для определения оптимального места расположения подстанции при учете ограничений по мощности и запрещенных зон для размещения. Синтез конфигурации кабельной системы выполняется путем построения CMST, сформулированного как задача целочисленного линейного программирования (MILP) для решения которой используется коммерческое программное обеспечение Gurobi.

Методика совместной оптимизации с одновременным поиском мест расстановки ВЭУ и подстанций, а также построения схемы прокладки кабелей системы сбора мощности трех различных топологий, представлена в работе [86]. Предложенный подход позволяет выполнить поиск оптимальной компоновки с учетом аэродинамического эффекта, электрических потерь в кабелях и оценки стоимости компонентов системы с минимизацией себестоимости производства электроэнергии.

Стоит отметить, что при проектировании схем разветвленной топологии необходимо учитывать стоимость дополнительных аппаратов защиты и коммутации ВЭУ, поскольку стандартная комплектация электрооборудования не предполагает присоединение более 1 входящего кабеля к распределительному устройству ветроустановки [70]. Однако, в большинстве исследований данный фактор не учитывался.

1.6.5 Программные инструменты для проектирования и оптимизации ветроэлектростанций

В качестве средств автоматизации проектирования ВЭС в настоящее время разработаны специализированные программные инструменты, позволяющие выполнять технико-экономическую оценку проектных решений, моделирование и оценку влияния различных фак-

торов с осуществлением выбора вариантов построения ветроэлектростанций, обеспечивающих достижение оптимальных экономических или технических показателей.

Характерные особенности некоторых из существующих программных инструментов приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Программные инструменты, предназначенные для автоматизации проектирования ветроэлектростанций [34]

№	Наименование ПО	Целевой показатель оптимизации	Проектные параметры		Факторы, влияющие на выбор вариантов				Ограничения	
			Координаты размещения ВЭУ	Конфигурация системы сбора мощности	Аэродинамические потери	Электрические потери	Визуальное воздействие / эффект мерцания	Уровни шума	Границы площадки размещения турбин, запрещенные	Минимальные дистанции между ВЭУ
1	OpenWind (AWS True Power)	COE	+	–	+	–	+	–	+	–
2	WAsP (DTU)	–	+	–	+	–	–	–	–	–
3	WindFarmer (DNV Garrad Hassan)	AEP	+	–	+	+	+	+	+	–
4	WindPRO (EMD)	AEP или минимум потерь	+	–	+	+	+	+	+	+
5	WindSim	Рентабельность проекта	+	–	+	–	–	–	+	–
6	WindFarm (ReSoft)	AEP или COE	+	–	+	–	+	+	+	+

Примечание: COE – себестоимость производства электроэнергии; AEP – годовая выработка электроэнергии

Данные инструменты позволяют выполнить анализ и оптимизацию схем расположения ветроустановок с учетом оценки влияния различных факторов, включая аэродинамическое затенение турбин, факторы визуального воздействия на ландшафт, эффект мерцания, создаваемого лопастями турбин, а также уровней шумового воздействия. Оптимизация выполняется при ограничениях, которыми задаются запрещенные участки и устанавливаются границы допустимой площадки для размещения ветроустановок, а также экологические ограничения и характеристики рельефа местности на участке строительства, минимальные дистанции между турбинами.

Очевидным недостатком рассмотренных программных инструментов является их первоочередная нацеленность на проектирование наземных ветроэлектростанций, в связи с чем не учитываются важные аспекты проектирования морских ВЭС. В частности, не предусмотрена оптимизация электрической системы сбора мощности, что является одной из ключевых задач, от решения которой зависит эффективность МВЭС.

Следовательно, разработка алгоритмов, методик и программных инструментов для моделирования, оценки и комплексной оптимизации МВЭС является актуальной и необходимой задачей.

1.7 Выводы по разделу

Проведенный анализ показал, что одним из основных факторов, препятствующих развитию морской ветроэнергетики в России, является большие инвестиционные затраты, 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 проведения предварительных исследований в данной сфере возобновляемой энергетики.

Для достижения высокой эффективности и обеспечения экономической целесообразности строительства МВЭС, необходимо решение ряда оптимизационных задач, к числу которых относятся:

- выбор наилучшей схемы расположения ветроустановок на предполагаемом участке строительства МВЭС с целью снижения потерь мощности, вызываемых влиянием аэродинамического эффекта удовлетворяющей требованиям безопасности и обеспечивающей минимальную стоимость опорных конструкций;

- выбор оптимальной конфигурации и параметров оборудования электрической системы (сечений кабелей, количества и мощности трансформаторов, устройств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения, коммутационного оборудования и распределительных устройств), 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.

В устоявшейся практике проектирования используется последовательный (поэтапный) подход решения данных задач, однако для получения наилучшего результата необходимо применение комплексной методики, когда все перечисленные задачи решаются одновременно с использованием в качестве глобальной целевой функции показатель себестоимости производства электроэнергии. Ввиду множества различных вариантов построения МВЭС, конфигураций и типов систем, необходимо использование универсальной расчетной модели, позволяющей выполнять оценку производительности и стоимости проектного решения с учетом климатических факторов, топографии местности и батиметрии участка акватории, что во многих исследованиях не берется в расчет.

Обзор современных исследований в области оптимизации компоновок МВЭС позволил выявить некоторые недостатки используемых методик и сформулировать возможные способы их улучшения. Одним из перспективных вариантов может быть использование способа задания мест размещения ВЭУ путем генерирования расчетных сеток различной топологии и приме-

ния 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. С другой стороны, снижая сложность задачи за счет ограничения числа искомых переменных, дает возможность включить в процесс оптимизации большее число факторов и реальных технических ограничений, что может существенно упростить задачу проектирования и повысить качество проектных решений.

Некоторых улучшений требуют также методики оптимизации электрической системы, в частности алгоритмы построения схем кабельных соединений системы сбора мощности, задачей которых является синтез структуры, обеспечивающей минимальную стоимость системы. Важным фактором при оптимизации, помимо стоимости кабелей, учитывать затраты на распределительные устройства, что в большинстве методик не берется в расчет.

Кроме того, при оптимизации ветропарков необходимо обеспечение надежного прогнозирования метеорологических параметров на площадке предполагаемого строительства МВЭС, а именно характеристик ветрового режима, напрямую влияющих на производительность ветроустановок – скорости, направления ветра и плотности воздуха. При этом важно учитывать не только статистическое распределение, но и суточные и сезонные вариации, а также стохастический характер энергоресурса.

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.

2. Оценка потенциала ветрового энергоресурса и моделирование скорости ветра

Энергия ветра характеризуется скоростью, являющейся случайной пространственно-временной переменной. Поэтому, энергетические характеристики ветра представляются вероятностным описанием случайного процесса изменения ветроэнергетического потенциала.

Ключевым фактором, определяющим ветровой потенциал на любом заданном участке, является средняя скорость ветра, величина которой сильно зависит от преобладающих ветровых условий в районе расположения площадки, географических или топографических особенностей конкретной местности. Несмотря на то, что средняя скорость ветра может быть известна, ее нельзя использовать для прямого расчета количества энергии, поскольку скорость ветра изменяется со временем, и простое использование среднего значения приведет к завышению прогноза выработки электроэнергии [7].

Ветроэнергетический потенциал определяется как полная энергия ветрового потока какой-либо местности на определенной высоте над поверхностью земли. Теоретическая удельная мощность ветрового потока и ветроустановки может быть найдена из следующих соотношений:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho(h) \cdot v(h)^3, \quad (2.1)$$

$$P_{wt,t} = \frac{1}{2} \cdot \rho(h) \cdot C_p(\beta, \lambda) \cdot A \cdot v(h)^3, \quad (2.2)$$

где $\rho(h)$ – плотность воздуха на высоте h над уровнем поверхности земли, кг/м³; $v(h)$ – скорость ветра на высоте h над уровнем поверхности земли, м/с; A – площадь, охватываемая ветроколесом ветроустановки, м²; $C_p(\beta, \lambda)$ – коэффициент мощности, зависящий от угла наклона лопастей β и коэффициента быстроходности ветроколеса λ .

Оценка ветроэнергетического потенциала объемов выработки энергии ВЭУ осуществляется с помощью вероятностных моделей, описывающих статистическое распределение скорости ветра. Основой вероятностного подхода является дискретизация временного процесса, позволяющая считать независимыми и постоянными все определяемые параметры на интервале дискретизации. В качестве временных интервалов стационарности обычно используется час, сутки, сезон, год. Для получения достоверных данных о средних скоростях ветра территории необходимо использовать значительные объемы измерений в течение достаточно длительного времени.

2.1 Статистические характеристики ветрового потенциала как стохастического процесса изменения скорости и направления ветра

Статистическая характеристика может быть получена из долгосрочного ряда наблюдений, путем разделения данных выборки на градации и составлении таблицы выборочной плотности распределения вероятности (Probability Density Function – PDF) и выборочной функции распределения (Cumulative Density Function – CDF), значения которых на каждой градации могут быть вычислены по следующим формулам:

$$p_i = \frac{n_i}{N \cdot w_i}, \quad (2.3)$$

$$P_j = \sum_{i=1}^j \frac{n_i}{N}, \quad (2.4)$$

где p_i – выборочная плотность распределения вероятности (PDF) в i -ой градации; P_j – значение выборочной функции распределения в j -ой градации; n_i – число элементов выборки попадающих в i -тую градацию; N – объем выборки; w_i – ширина интервала i -ой градации.

Временной ряд и гистограммы статистического распределения скорости ветра продемонстрированы на рисунке 2.1.

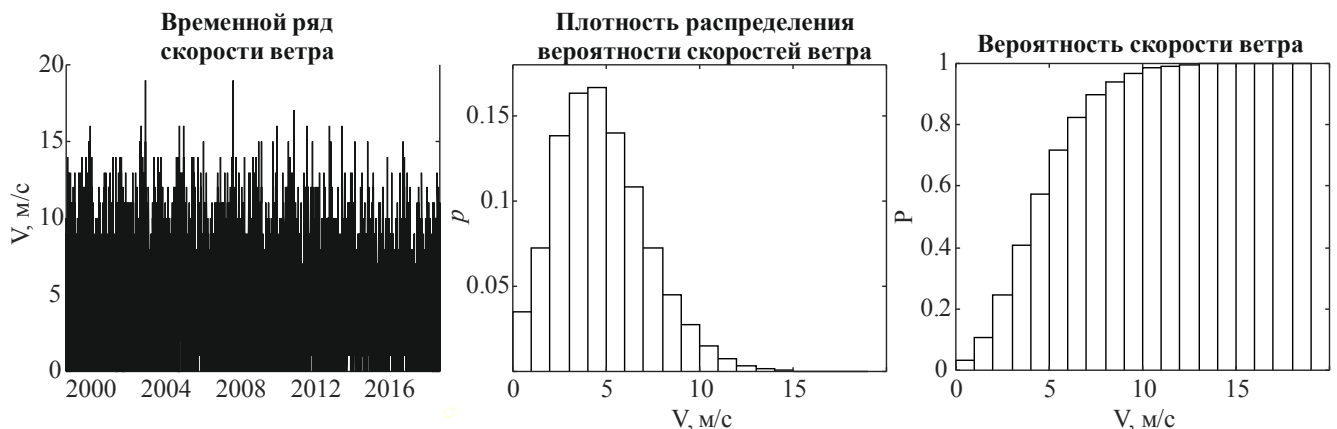


Рисунок 2.1 – Временной ряд среднесрочных уровней скорости ветра и эмпирические плотности распределения вероятности по скоростям и направлениям ветра

Статистическое распределение скорости ветра позволяет спрогнозировать выработку электроэнергии за определенный расчетный период времени, что для большинства проектных задач вполне достаточно. Однако, в случае проектирования многотурбинных ветроэнергетических объектов важно также учитывать частоту с которой ветер дует на каждом направлении, что предполагает включение в расчет данных статистического распределения направления ветра.

Стохастический характер ветрового энергоресурса и флуктуации параметров ветрового режима оказывают существенное влияние на электрические параметры сети, что в свою очередь приводит к снижению качества электроэнергии (колебаниям напряжения), отдаваемой в

сеть [44,87]. Скорость и направление ветра характеризуется как случайными, так и систематическими вариациями, проявляющимися на различных временных интервалах. Следовательно, при моделировании работы сетевых ветроэлектростанций, важно учитывать, как с течением времени изменяется скорость ветра и его направление. Степень взаимосвязанности последовательных значений уровней временного ряда характеризует функция автокорреляции (Autocorrelation Function – ACF), коэффициенты которой показывают, насколько сильно в среднем каждая точка данных временного ряда коррелирует с последующими значениями при сдвиге временного ряда на определенное количество шагов. Следовательно, точность моделирования автокорреляционной зависимости необходима при анализе энергетических систем на основе ветроустановок подключенных к электрической сети энергосистемы для оценки влияния вариаций параметров ветрового режима на качество электроэнергии.

Оценки коэффициентов автокорреляции выборочных данных временного ряда могут быть найдены по следующей формуле [88]:

$$ACF(x, k) = \frac{\sum_{i=1}^{n-k} [(x_i - \bar{x})(x_{i+k} - \bar{x})]}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}, \quad (2.5)$$

где x – выборочные данные временного ряда; n – объем выборки; k – порядок коэффициента автокорреляции (временная задержка, временной сдвиг).

Продемонстрированные на рисунке 2.2 автокоррелограммы скорости и направления ветра показывают, что скорость затухания эмпирических функций автокорреляции медленнее экспоненциальной зависимости и наиболее удачно могут быть описаны степенной функцией.

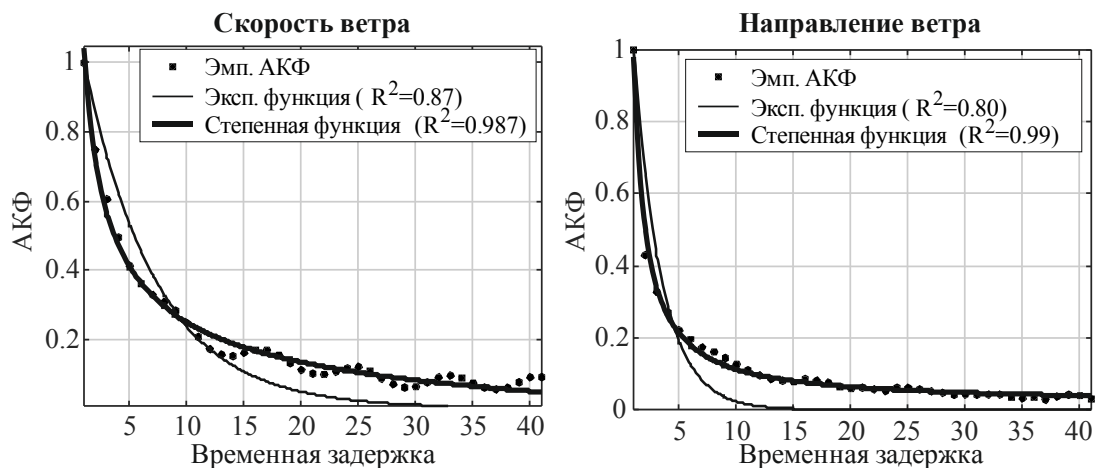


Рисунок 2.2 – Автокоррелограммы скорости и направления ветра

Подобная характеристика является одним из признаков самоподобного процесса с долговременной корреляционной зависимостью, что в свою очередь свидетельствует о наличии систематических составляющих, повторяющихся на различных периодах времени. На рисунке 2.2, суточные вариации скорости ветра, могут быть идентифицированы как колебательный процесс затухающей автокорреляционной функции [89].

Систематические суточные и сезонные циклические вариации, возникают вследствие температурных колебаний и изменения атмосферного давления, что обусловлено суточным вращением Земли вокруг оси и годовым обращением вокруг Солнца. Эти закономерности часто нельзя четко распознать при визуальном анализе временных рядов из-за случайной составляющей. Эффективный способ выявить наличие ежедневных закономерностей - устранить эти случайные явления с помощью соответствующего процесса усреднения [90].

Суточный профиль может быть рассчитан следующим образом:

$$DP(\tau) = (N/n)^{-1} \cdot \sum_{i=0}^{(N/n)-1} X_{(i \cdot n) + \tau}, \tau = 1, 2 \dots n, \quad (2.6)$$

где X – выборочные данные; N – число элементов выборки; n – число сроков наблюдения в течение суток; τ – порядковый номер срока наблюдения.

Профили, отражающие систематические суточные и сезонные колебания скорости и направления ветра показаны на рисунке 2.3.

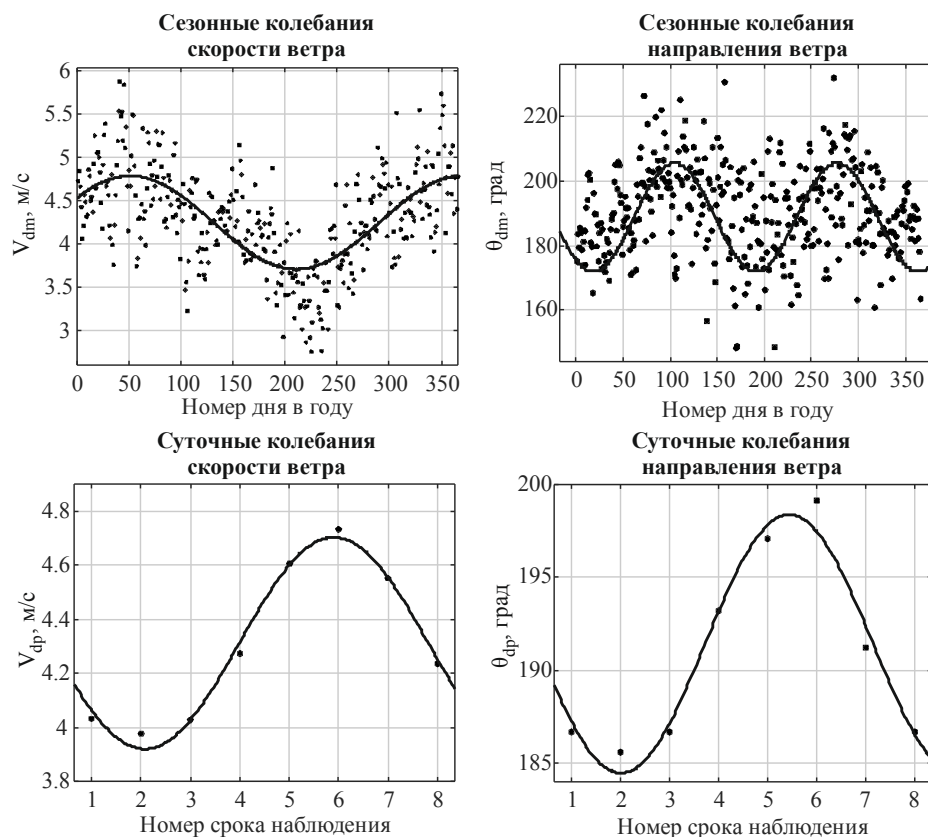


Рисунок 2.3 – Среднегодовые сезонные и суточные профили скорости и направления ветра

Подобные вариации значительно влияют на производительность ветроустановок [91], что вызывает необходимость их моделирования при выполнении прогнозирования выработки электроэнергии [51], анализа аэродинамического взаимовлияния между ВЭУ [52], а также согласования режимов работы основного генерирующего оборудования энергетических систем на основе ВИЭ.

2.2 Методики стохастического моделирования скорости ветра

Стохастическая природа ветра и его большая изменчивость во времени и пространстве определяют высокую сложность данной задачи, для решения которой используют методы математического моделирования.

Источником исходной информации, необходимой для построения таких моделей, являются временные ряды наблюдений, накопленные на метеорологических станциях в течение длительного периода времени. В задачах моделирования и оценки производительности ветроэлектростанций требуется данные, как минимум с почасовым интервалом между наблюдениями, в то время как большинство метеорологических станций на территории РФ используют 8 или 4 срочную систему регистрации метеоданных, с временным интервалом между сроками наблюдений равным 3 и 6 часам соответственно. Кроме того, довольно часто временной ряд наблюдений может быть фрагментирован, иметь множество пропущенных и недостоверных данных.

Данная проблема вызывает необходимость применения моделей, позволяющих синтезировать временной ряд с требуемым временным разрешением при сохранении статистических характеристик. Кроме этого, в задачах предполагающих моделирование и анализ производительности многотурбинных МВЭС, помимо скорости ветра, требуется моделирование изменения его направления, от которого зависит фактор аэродинамического взаимодействия ВЭУ.

Дискретные модели временных рядов, к которым относятся модели авторегрессионного скользящего среднего (ARMA, ARIMA и другие), модели на основе цепей Маркова [92-94], имеют недостаток, связанный с тем, что не позволяют осуществлять варьирование шага моделирования. Это ограничение исключает возможность применения данных моделей для имитационного моделирования режимов ВЭУ и энергетических систем на их основе с высокой степенью временной дискретизации, что является необходимым условием для решения задач выбора состава генерирующего оборудования, анализа установившихся и переходных процессов проектируемых электроэнергетических систем.

В работе [95] приведен широкий обзор моделей прогнозирования и описан гибридный подход на основе нейросети с долговременной краткосрочной памятью, метода иерархической эволюционной декомпозиции с применением улучшенного алгоритма оптимизации для настройки гиперпараметров. В статье [96] предложен подход для повышения уровня точного прогнозирования ветровой энергии, основанный на использовании метаэвристических эволюционных алгоритмов (GA, PSO) для настройки параметров нейросети (при этом GA используется в качестве алгоритма метаоптимизации с целью поиска оптимальных параметров PSO). В работе [97] предлагаются гибридная методика прогнозирования, принцип которой состоит в декомпозиции данных временного ряда и выполнения прогнозирования при помощи рекуррентной ней-

росети и методов коррекции ошибок. В работе [98] рассмотрен вариант использования сети с долговременной краткосрочной памятью (LSTM) для моделирования и прогнозирования потребления энергии. В целом, приведенные в перечисленных работах результаты показывают существенную корреляцию с фактическими данными и значительную прогнозирующую способность подобных моделей по сравнению с традиционными методиками прогнозирования.

Для моделирования скорости ветра также могут быть использованы модели на основе стохастических дифференциальных уравнений (СДУ), методика построения которых описана в статьях [99-101]. Ввиду того, что стохастический процесс, описываемый СДУ, является непрерывным, модель на его основе позволяет изменять шаг моделирования по времени в зависимости от цели исследования. Более того, модель на основе СДУ не требует выполнения процедуры тренинга и значительного пересчета параметров при изменении временного разрешения.

В работах [99,100] предложены и протестированы модели на основе СДУ стандартного процесса Орнштейна-Уленбека, позволяющие синтезировать траектории скорости ветра с экспоненциальным характером убывания автокорреляционной функции и заданным статистическим распределением, получаемых посредством обратного преобразования (memoryless transformation). Однако, как отмечают авторы, экспоненциальный вид декорреляции уровней временного ряда скорости ветра, является частным случаем и редко согласуется с фактической автокорреляционной характеристикой на длительных временных интервалах, которая более адекватно может быть описана степенной функцией. Более того, в модели не реализована возможность воспроизведения нестационарных составляющих временного ряда – суточных и сезонных флуктуаций, что является необходимым при оценке производительности ВЭС. Данный недостаток устранен в работе [101], в которой дано описание стохастической модели на основе СДУ, позволяющей генерировать временной ряд скорости ветра с суточной циклической составляющей, но возможность моделирования сезонной компоненты не предусмотрена. В предложенных моделях стохастическая составляющая скорости ветра генерируется посредством СДУ на основе винеровского процесса (случайных приращений), что не позволяет воспроизвести долговременную корреляционную зависимость, которая характерна для временных рядов метеорологических переменных.

В данной работе предложена и реализована модель на основе СДУ процесса Орнштейна-Уленбека дробного типа имеющего свойство длительной памяти, что дает возможность более точно смоделировать автокорреляционную зависимость. В уравнение модели введена периодическая составляющая, зависящая от времени, что позволяет обеспечить моделирование суточных флуктуаций, а модифицированный способ преобразования гауссовского распределения траекторий стохастического процесса в заданный вид распределения позволяет осуществить моделирование сезонных вариаций.

2.3 Методика оценки потенциала ветрового энергоресурса

При решении задач технико-экономического обоснования и проектирования энергетических систем с применением ВЭУ необходим достоверный прогноз изменения скоростей ветра на коротких и длительных временных интервалах. Для учета влияния на производительность ВЭС всех необходимых для расчета метеорологических параметров предложена методика моделирования, упрощенная блок-схема алгоритма которой изображена на рисунке 2.4.

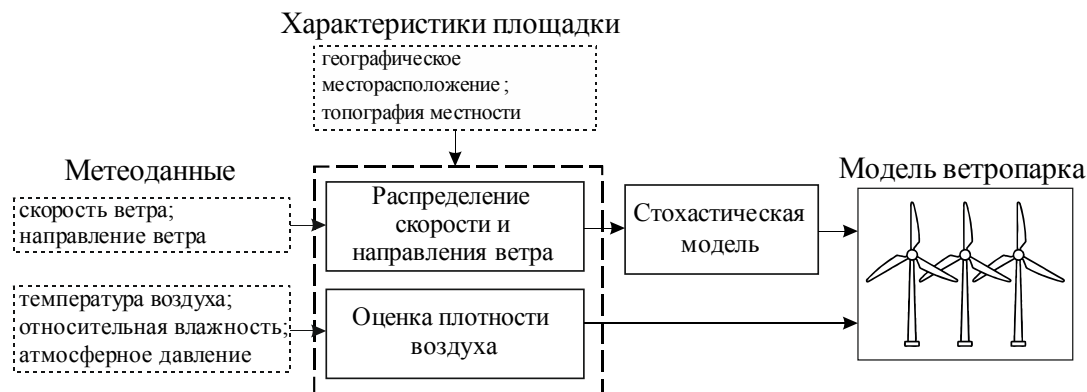


Рисунок 2.4 – Блок-схема алгоритма оценки ветроэнергетического потенциала и моделирования

Входными данными модели являются временные ряды метеорологических параметров собранные в течение длительного периода времени на ближайшей метеостанции к площадке проектируемой ВЭС. Необходимыми метеорологическими переменными являются помимо скорости и направления ветра, данные по температуре воздуха, относительной влажности и атмосферному давлению. Кроме того, для оценки влияния особенностей ландшафта (для наземных ВЭС) на характеристики ветрового потока необходимы данные рельефа участка местности.

Предложенный алгоритм оценки и моделирования ветрового режима состоит из вероятностной статистической модели скорости ветра, использующей распределение Вейбулла для аппроксимации эмпирического распределения, а также аналитической модели плотности воздуха, реализованной на основе уравнений модели стандартной атмосферы, и обеспечивающей оценку данного параметра в заданной широтной зоне на определенном уровне над поверхностью земли.

Моделирование случайных и систематических вариаций скорости и направления ветра выполняется посредством стохастической модели, обеспечивающей генерирование случайных временных рядов с заданными статистическими характеристиками (автокорреляцией и систематическими составляющими, а также вероятностным распределением) с возможностью задания требуемой частоты дискретизации по времени.

2.3.1 Модель вероятностного распределения скорости ветра

Для описания распределения скорости ветра чаще всего используется распределение Вейбулла, кроме этого в различных исследованиях используются нормальный и логнормальный законы распределения, распределения Пуассона, Релея и др. [102].

Функция плотности распределения вероятности (2.7), функция вероятности (2.8) и квантильная (обратная) функция распределения (2.9) двухпараметрического распределения Вейбулла имеют следующий вид [88]:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-(v/c)^k}, \quad (2.7)$$

$$F(v) = 1 - e^{-(v/c)^k}, \quad (2.8)$$

$$F^{-1}(v) = -c \cdot \left[\ln(1 - F(v)) \right]^{\frac{1}{k}}, \quad (2.9)$$

где $f(v)$ – функция плотности распределения вероятности распределения Вейбулла; $F(v)$ – функция вероятности распределения Вейбулла; $F^{-1}(v)$ – обратная функция распределения Вейбулла; v – скорость ветра, м/с; c – параметр масштаба, м/с; k – параметр формы.

Формулы расчета моментов распределения Вейбулла позволяющие рассчитать математическое ожидание средней скорости ветра, оценить наиболее вероятное значение скорости ветра и вероятный максимум, а также определить теоретическую мощность ветрового потока, сведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные формулы основных статистических показателей, необходимых для оценки энергетического потенциала скорости ветра и выбора ВЭУ [88,103]

№	Показатель	Расчетная формула	
		Дискретные данные	Статистическая модель
1	Математическое ожидание средней скорости ветра, м/с.	$\mu_v = n^{-1} \sum_{i=1}^n v_i$	$\hat{\mu}_v = c \cdot \Gamma(1+1/k)$
2	Среднеквадратическое отклонение, м/с.	$\sigma_v = \sqrt{n^{-1} \sum_{i=1}^n (v_i - \bar{v})^2}$	$\hat{\sigma}_v = c \cdot \sqrt{\Gamma(1+2/k) - \Gamma(1+1/k)^2}$
3	Оценка наиболее вероятной скорости ветра, м/с.	–	$V_{mp} = c \cdot (1-1/k)^{1/k}$
4	Ожидаемая максимальная скорость ветра, м/с.	–	$V_{max} = c \cdot (1+2/k)^{1/k}$
5	Удельная мощность ветрового потока, Вт	$P_w = 1/2 \cdot v^3 \cdot \rho$	$\hat{P}_w = 1/2 \cdot c^3 \cdot \Gamma(1+3/k) \cdot \rho$

Примечание: v – средняя скорость ветра, м/с; μ_v – средневывборочное значение скорости ветра, м/с; σ_v – среднеквадратическое отклонение выборочных значений скорости ветра, м/с; n – размер выборки; Γ – гамма-функция; ρ – плотность воздуха, кг/м³

На рисунке 2.5 приведен пример аппроксимации выборочных данных скорости ветра, распределением Вейбулла.

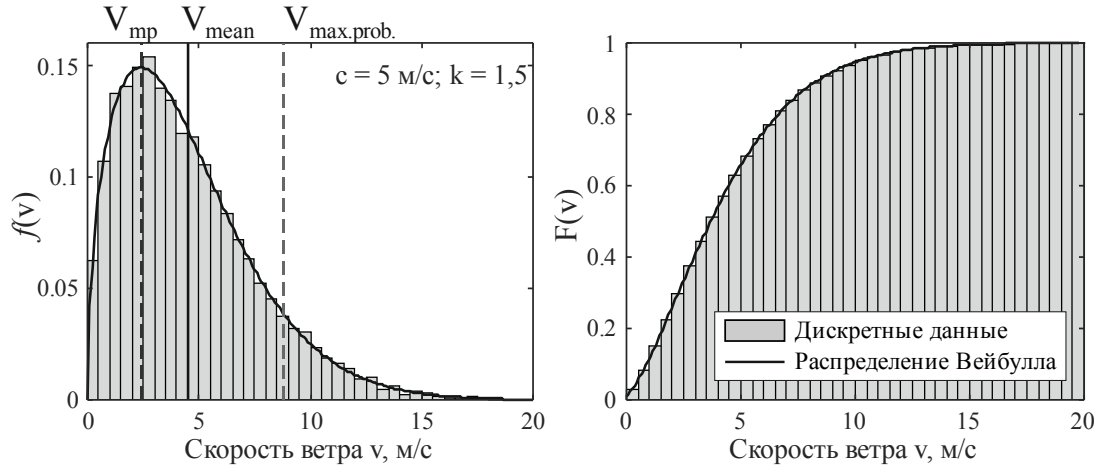


Рисунок 2.5 – Пример аппроксимации эмпирических данных распределением Вейбулла

Достоверность оценки ветроэнергетического потенциала зависит от точности оценки неизвестных параметров распределения. При определении расчетных скоростей ветра основным требованием является надежное совпадение эмпирических и теоретических распределений. Степень соответствия теоретической модели эмпирическому распределению во многом зависит от метода оценки неизвестных параметров. При этом, точность оценки параметров может варьироваться в зависимости от размеров выборки, частоты дискретизации по интервалам, статистических показателей выборки и используемых для оценки качества аппроксимации критериев. Некоторые из применяемых методов оценки параметров двухпараметрического распределения Вейбулла приведены ниже [103-106].

1) Графический метод

Оценка параметров распределения *графическим* методом (*метод двойного логарифмирования*) заключается в нахождении коэффициентов линейной зависимости:

$$\begin{aligned} \ln(-\ln(P_i)) &= b \ln(v_i) + a, \\ \hat{c} &= e^{-b/a}, \quad \hat{k} = a, \end{aligned} \quad (2.10)$$

где P_i – эмпирическая вероятность скорости ветра в i -ой градации; v_i – средняя скорость ветра в i -ой градации; a , b – коэффициенты линейной регрессионной модели; $\hat{c}$ – оценка параметра масштаба распределения; $\hat{k}$ – оценка параметра формы распределения.

2) Метод максимального правдоподобия

Искомая оценка параметра масштаба (k) распределения k вычисляется из следующих уравнений численным методом:

$$[(\sum_{i=1}^n v_i^k \cdot \ln(v_i) \cdot p_i) \cdot (\sum_{i=1}^n v_i^k \cdot p_i)^{-1} - \sum_{i=1}^n \ln(v_i) \cdot (\sum_{i=1}^n p_i)^{-1}] - k^{-1} = 0, \quad (2.11)$$

$$\hat{c} = \left[(\sum_{i=1}^n p_i)^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n v_i^k p_i \right]^{k^{-1}}, \quad (2.12)$$

где p_i – эмпирическая плотность распределения вероятности скорости ветра в i -ой градации; v_i – средняя скорость ветра в i -ой градации; n – число градаций скорости ветра.

3) Метод моментов

Оценка параметра коэффициента формы методом моментов, с использованием первого начального момента и центрального момента второго порядка (ММ), определяется посредством решения следующего уравнения:

$$[\Gamma(1+2/k) - \Gamma^2(1+1/k)]^2 - (\sigma_v/\bar{v}) - 1 = 0, \quad (2.13)$$

$$\hat{c} = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1+1/\hat{k})}, \quad (2.14)$$

где $\bar{v}$ – средняя выборочная скорость ветра, м/с; σ – среднеквадратическое отклонение скорости ветра, м/с; Γ – гамма-функция.

4) Метод моментов первого и третьего порядка

Используя начальные моменты первого и третьего порядка, оценку параметра формы распределения можно вычислить из следующих соотношений:

$$\bar{v}^3 \Gamma(1+3/k) - \left(n^{-1} \sum v_i^3\right) \cdot \Gamma(1+1/k)^3 = 0 \quad (2.15)$$

$$\hat{c} = \sqrt[3]{\frac{n^{-1} \sum v_i^3}{\Gamma(1+3/\hat{k})}}, \quad (2.16)$$

2.3.2 Зависимость параметров ветрового режима от высоты над поверхностью

Важным фактором, требующим учета, при оценке ветрового потенциала и выработки мощности ВЭУ является зависимость скорости ветра от высоты, а также интенсивность турбулентности. По мере удаления от подстилающей поверхности скорость ветра возрастает, и воздушный поток становится более устойчивым. Предполагается, что скорость ветра на любой высоте (h_2) изменяется относительно скорости на исходной высоте (h_1) в соответствии со степенной (2.17) или логарифмической зависимостью (2.18) [107]:

$$V_{h2} = V_{h1} (h_2/h_1)^a, \quad (2.17)$$

$$V_{h2} = V_{h1} \frac{\ln(h_2/z_0)}{\ln(h_1/z_0)}, \quad (2.18)$$

где V_{h2} – оценка скорости ветра на высотной отметке h_2 , м/с; V_{h1} – скорость ветра на базисной высотной отметке h_1 , м/с; a – коэффициент вертикальной экстраполяции; z_0 – коэффициент шероховатости подстилающей поверхности, м.

Другой способ оценки скорости ветра состоит в пересчете параметров распределения Вейбулла, аппроксимирующего эмпирическое распределение скорости ветра на высоте анемометра, путем применения методики (Spera/Richards) [108]. Пересчет параметров формы и масштаба распределения выполняется по следующим формулам:

$$a = \left(\frac{(z_0/h_{ref})^{0,2} (1 - \ln(c_{h1})/\ln(v_h))}{1 - (z_0/h_{ref})^{0,2} \ln(h_1/h_{ref})/\ln(v_h)} \right), \quad (2.19)$$

$$k_{h2} = k_{h1} \left(\frac{1 - (z_0/h_{ref})^{0,2} \ln(h_1/h_{ref})/\ln(v_h)}{1 - (z_0/h_{ref})^{0,2} \ln(h_2/h_{ref})/\ln(v_h)} \right), \quad (2.20)$$

$$c_{h2} = c_{h1} (h_2/h_1)^a, \quad (2.21)$$

где a – расчетное значение коэффициента вертикальной экстраполяции; k_{h1} , k_{h2} – исходное и экстраполированное значение параметра формы распределения; c_{h1} , c_{h2} – исходное и экстраполированное значение параметра масштаба распределения, м/с; h_1 – начальная высота над уровнем поверхности, м; h_2 – расчетная высота над уровнем поверхности, м; h_{ref} – высота установки анемометра метеостанции, м; z_0 – коэффициент шероховатости подстилающей поверхности, м; $v_h \approx 67$ – однородная скорость ветра (при $\alpha=0$), м/с.

Фактор интенсивности атмосферной турбулентности, оказывает влияние на скорость затухания и ширину области аэродинамического следа турбины, что играет важную роль при анализе производительности ветропарков.

Методики расчета интенсивности атмосферной турбулентности для использования в проектных расчетах предписаны в некоторых стандартах, используемых для расчетов конструкции ветряных турбин. Формулы расчета интенсивности турбулентности по стандарту *Danish standard (DS472, 1992)* (2.22) и *IEC standard (IEC, 1999)* (2.23) имеют следующий вид [109]:

$$I_0 = \frac{1}{\ln(h/z_0)}, \quad (2.22)$$

$$I_0 = \frac{I_{15}(a+15/\bar{V})}{(a+1)}, \quad (2.23)$$

где h – высота над уровнем поверхности, м; z_0 – коэффициент шероховатости подстилающей поверхности, м; $\bar{V}$ – среднегодовая скорость ветра, м/с; $I_{15}=0,18$, $a=2$ – для «высокотурбулентных территорий» и $I_{15}=0,16$, $a=3$ – для «низкотурбулентных территорий».

Степень увеличения скорости ветра и атмосферной турбулентности с высотой сильно зависит от шероховатости подстилающей поверхности. Для различных типов поверхности высота шероховатости z_0 может быть определена, как высота, на которой скорость ветра равна $V=0$. Значения z_0 для различных типов поверхностей приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Значения z_0 для различных типов поверхностей [109,110]

Характеристика поверхности	z_0 , м
Лед	0,00001
Естественный снежный покров на открытых участках, водная гладь	0,00004-0,0001
Крупные водохранилища, прибрежные зоны	0,0003-0,0006
Плоская равнинная пустыня, беспокойное море, естественный снежный покров на холмистых участках	0,001
Плоская травянистая равнина	0,01
Открытые аграрные территории, редколесье, единичные постройки	0,03
Деревни, сельская местность	0,1
Пригород, лесные массивы	0,3
Небольшие города, густой лес	0,7
Крупные города, городские территории с высотными зданиями, холмистая местность, горные массивы	1-10

Зависимости скорости ветра и интенсивности турбулентности от высоты и шероховатости поверхности продемонстрированы рисунке 2.6.

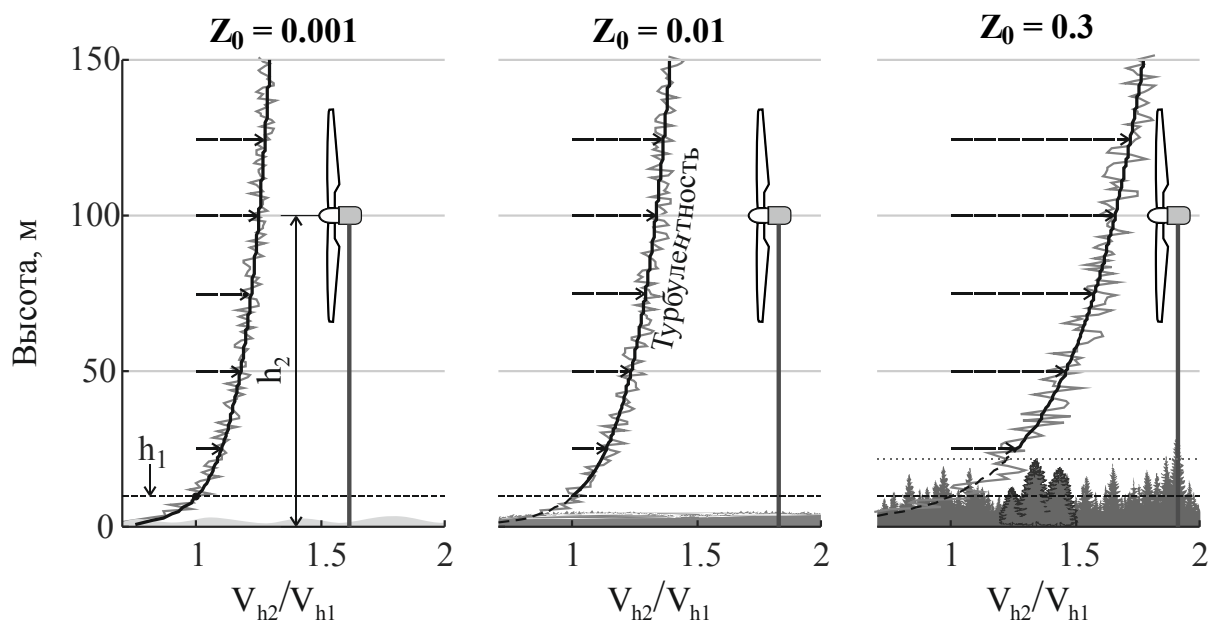


Рисунок 2.6 – Зависимость скорости ветра и интенсивности турбулентности от высоты и типа подстилающей поверхности

Другим важным атмосферным параметром, оказывающим влияние на производительность ВЭУ, является плотность воздуха, которая зависит от нескольких метеорологических факторов – температуры, атмосферного давления, влажности воздуха. Важно учитывать то, что плотность воздуха, как и скорость ветра, изменяется с высотой, следовательно, ее значение на уровне оси ротора ветроустановки также должно быть уточнено.

Для оценки плотности воздуха на высоте установки ветроколеса турбины необходимо рассчитать градиент атмосферного давления в нижнем слое атмосферы (от 0 до 11 км) для чего используется барометрическая формула модели стандартной атмосферы [0], позволяющей аналитически рассчитать градиент атмосферного давления.

Атмосферное давление p на заданной геометрической высоте h с уточненной оценкой ускорения свободного падения $g(\phi, h)$ в заданной географической широте ϕ , определяется посредством следующего расчета [0-114]:

$$g(\phi, h) = g_e \cdot \frac{(1 + 0,00193185 \cdot \sin^2 \phi)}{\sqrt{1 - e^2 \cdot \sin^2 \phi}} \cdot (1 + h/a)^{-2}, \quad (2.24)$$

$$p(h) = p_0 \cdot \exp \left(\frac{T_b}{T_b + L_b \left((a \cdot h / (a + h)) - H_b \right)} \right)^{\frac{g \cdot M}{R \cdot L_b}}, \quad (2.25)$$

где $p(h)$ – зависимость атмосферного давления от геометрической высоты над поверхностью (h , км) в приземном слое атмосферы, Па; $g(\phi, h)$ – зависимость ускорения свободного падения от геодезической широты (ϕ , град.) и геометрической высоты над поверхностью (h , км), м/с²; $g_e = 9,7803267714$ – теоретическое ускорение свободного падения на экваторе, м/с²; $e^2 = 0,00669438$ – квадрат первого эксцентриситета земного эллипсоида; $a = 6371 \cdot 10^3$ – средний радиус земного эллипсоида, км; p_0 – атмосферное давление на исходной высоте над уровнем моря; T_b – базовая температура в слое атмосферы (для тропосферы $T_b = 288,15$), К; L_b – базовый вертикальный градиент температуры в слое атмосферы (для тропосферы $L_b = -6,5$), К/км.; H_b – базовая геопотенциальная высота слоя атмосферы (для тропосферы $H_b = 0$), км; M – молярная масса воздуха ($M = 0,028944$ кг/моль); R – универсальная газовая постоянная ($R = 8,31432$ Н·м/(моль·К)).

Тогда с учетом температуры точки росы, плотность воздуха может быть определена из следующих выражений [112, 115]:

$$T_{dp} = \frac{237,3 \cdot \left[\left(\frac{\ln(RH \cdot 10^{-2})}{17,27} \right) + \frac{T_a}{237,3 + T_a} \right]}{1 - \left[\left(\frac{\ln(RH \cdot 10^{-2})}{17,27} \right) + \frac{T_a}{237,3 + T_a} \right]}, \quad (2.26)$$

$$\rho(h) = \frac{p - (6,1078 \cdot 10^{\left[\frac{7,5 \cdot T_{dp}}{T_{dp} + 237,3} \right]} \cdot RH)}{R_d \cdot (T_a + 273,15)} + \frac{6,1078 \cdot 10^{\left[\frac{7,5 \cdot T_{dp}}{T_{dp} + 237,3} \right]} \cdot RH}{R_v \cdot (T_a + 273,15)}, \quad (2.27)$$

где $\rho(h)$ – плотность воздуха на высоте h над уровнем поверхности, кг/м³; T_{dp} – температура точки росы, °С; T_a – температура воздуха, °С; RH – относительная влажность воздуха, %; p – атмосферное давление, Па; $R_d = 287,058$ – удельная газовая постоянная для сухого воздуха, Дж/(кг·К); $R_v = 461,495$ – удельная газовая постоянная для водяного пара, Дж/(кг·К).

2.4 Моделирование скорости и направления ветра посредством стохастического дифференциального уравнения процесса Орнштейна-Уленбека дробного типа с периодической функцией равновесного среднего

Для моделирования скорости и направления ветра на коротких и длительных интервалах времени реализована стохастическая модель на основе стохастического дифференциального уравнения процесса Орнштейна–Уленбека [116], основой для построения которой послужила методика моделирования, описанная в работах [99, 100]. Поскольку временные ряды метеорологических переменных имеют признаки долгосрочной корреляционной зависимости и нестационарные составляющие, в качестве более подходящего решения используется СДУ процесса Орнштейна–Уленбека на основе дробного броуновского движения (fractional Brownian motion – fBm) с периодической функцией равновесного среднего [117-119].

Предложенный алгоритм моделирования состоит из трех этапов: калибровки модели (оценки параметров) на основе данных временного ряда долгосрочных наблюдений, численного моделирования траекторий стохастического процесса и преобразования распределения полученной автокоррелированной последовательности в распределение, соответствующее данным реальных наблюдений.

Блок-схема алгоритма моделирования приведена на рисунке 2.7.

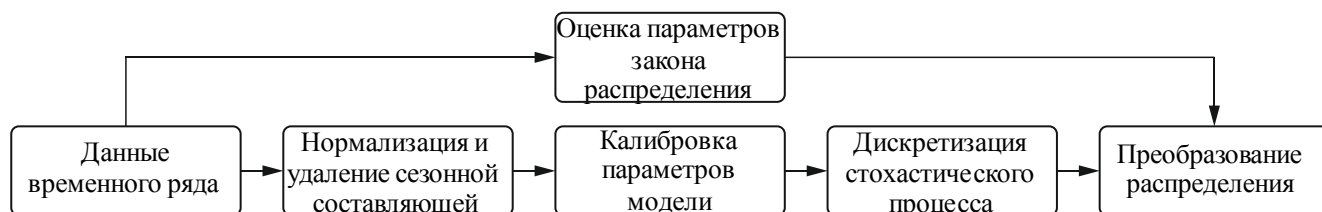


Рисунок 2.7 – Блок-схема алгоритма моделирования скорости ветра

Для моделирования стохастической составляющей используется процесс Орнштейна-Уленбека дробного типа, СДУ которого можно записать в следующем виде [116]:

$$dX_t = \theta(\mu - X_t)dt + \sigma dW_t^H, \quad (2.28)$$

где X_t – стохастическая переменная; θ – параметр скорости возврата к среднему (равновесному) уровню (μ); σ – параметр дисперсии приращений (диффузии); W_t^H – дробное броуновское движение с параметром экспоненты Херста ($H > 1/2$).

Дробное броуновское движение (fBm) характеризуется параметром Херста $H \in (0,1)$ и представляет собой непрерывный центрированный гауссовский процесс со стационарными приращениями и ковариационной функцией следующего вида [120]:

$$E(W_t^H, W_s^H) = 1/2(|s|^{2H} + |t|^{2H} - |t-s|^{2H}), \quad (2.29)$$

где s – шаг времени предшествующий текущему шагу t .

При $H=1/2$ fBm вырождается в стандартное броуновское движение, приращения которого независимы (Винеровский процесс), и в таком случае АКФ реализаций стохастического процесса представляет собой экспоненциально убывающую характеристику. Данный процесс является Марковским и не обладает свойством долгой памяти, что в свою очередь не позволяет воспроизвести характерную для временных рядов метеорологических данных долговременную корреляционную зависимость. При $H>1/2$ приращения имеют положительную корреляцию и АКФ реализаций процесса имеет вид степенной функции, что в большей степени соответствует АКФ временных рядов с долговременной корреляционной зависимостью.

В своей исходной форме, уравнение процесса (2.28), позволяет смоделировать только стационарную стохастическую составляющую временного ряда с автокорреляционной зависимостью, скорость и характер затухания которой определяются параметрами H и $\theta>0$.

С учетом систематической составляющей суточных флуктуаций используется модифицированная форма уравнения (2.28), где вместо коэффициента равновесного среднего используется периодическая функция [121]:

$$\begin{cases} y(t) = \alpha \cdot \cos(2\pi(t - t_{peak})/24) \\ \frac{dy(t)}{dt} = -\pi \cdot \alpha / 12 \cdot \sin(\pi(t - t_{peak})/12) \\ dX_t = \left(\frac{dy(t)}{dt} + \theta \cdot (y(t) - X_t) \right) \cdot dt + \sigma \cdot dW_t^H \end{cases}, \quad (2.30)$$

где $y(t)$ – функция, моделирующая периодические колебания стохастической переменной; α – параметр амплитуды суточного цикла моделируемой переменной; t_{peak} – время суточного максимума.

Таким образом, уравнение (2.30) описывает процесс X , отклоняющийся от детерминированной траектории циклически изменяющегося среднего уровня, определяемого в каждый момент времени функцией $y(t)$, и возвращающийся к нему со скоростью, пропорциональной отклонению.

Моделирование траекторий стохастического процесса выполняется с использованием схемы Эйлера-Маруямы, подходящей для численного моделирования СДУ процессов с длительной памятью ($H \geq 1/2$) [122]. Схема дискретизации СДУ (2.30) записывается следующим образом:

$$\begin{cases} t_n = t_{n-1} + \Delta t \\ \hat{X}_{n+1} = \hat{X}_n + \left[\frac{dy(t_n)}{dt} + \hat{\theta} \cdot (y(t_n) - \hat{X}_n) \right] \cdot \Delta t + \hat{\sigma} \cdot \Delta W_n^H, \end{cases} \quad (2.31)$$

где Δt – шаг приращения по времени, t – время моделирования, ΔW_n^H – приращения дробного Броуновского движения (гауссовский шум).

В процессе моделирования для генерирования дробного гауссовского шума $W^{(H>1/2)}$ используется метод циркулянтного вложения [123].

Поскольку реализации стохастического процесса будут иметь нормальное распределение, возникает необходимость их преобразования в форму распределения согласующегося с эмпирическим распределением данных наблюдений, для чего применяется метод обратного преобразования [99]:

$$\begin{cases} \Phi(x|\mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \\ \hat{Y} = F^{-1}[\Phi(\hat{X})] \end{cases}, \quad (2.32)$$

где $\hat{Y}$ – преобразованная реализация стохастического процесса в последовательность с заданным распределением; $\hat{X}$ – реализация стохастического процесса; F^{-1} – обратная функция заданного распределения; $\Phi(x|\mu, \sigma)$ – функция вероятности нормального распределения.

Поскольку эмпирическое распределение скорости ветра достаточно хорошо аппроксимируются двухпараметрическим распределением Вейбулла, тогда для преобразования применяется его квантильная функция (2.9). Наложение сезонной колебательной составляющей выполняется путем последовательного преобразования переменных сгенерированного ряда $X(t)$ в переменные заданного распределения $V(t)$ с параметрами (c, k) , определенными для каждого месяца:

$$\hat{Y}(t) = c_s(t) \cdot \left(-\ln(1 - \Phi[\hat{X}(t)]) \right)^{1/k_s(t)}, \quad (2.33)$$

где $\hat{Y}(t)$ – преобразованная реализация стохастического процесса с заданным распределением и сезонной составляющей; c_s, k_s – параметры масштаба и формы распределения Вейбулла, определенные для каждого месяца года ($s=1, 2 \dots 12$).

Если распределение выборочных данных не может быть с приемлемой точностью описано каким-либо законом распределения (например, направление ветра), тогда преобразование может быть осуществлено посредством интерполяции эмпирической функции распределения (2.4).

Пример трансформации реализации стохастического процесса ($\hat{X}$) в переменные с заданным распределением ($\hat{Y}$), путем интерполяции эмпирической функции $P(X)$, показан на рисунке 2.8.

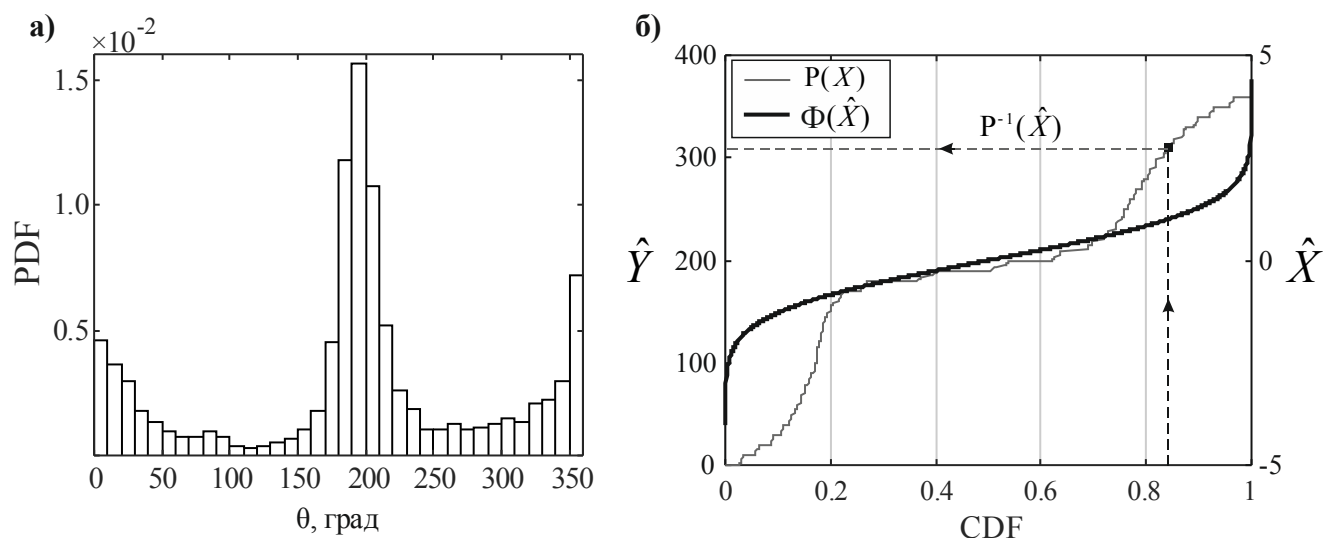


Рисунок 2.8 – Обратное преобразование методом интерполяции эмпирической функции распределения (моделирование временного ряда направления ветра): а – плотность распределения вероятности направления ветра; б – интерполяция эмпирической функции вероятности направления ветра

2.4.1 Калибровка параметров стохастической модели

В процессе калибровки модели требуется оценка следующих параметров: показателя Херста, параметра скорости возврата к среднему, дисперсии приращений, параметров амплитуды и времени суточного максимума скорости ветра, а также параметров распределения. Оценка параметров осуществляется по выборочным данным временного ряда наблюдений.

На первом этапе выполняется оценка параметров модели распределения, для чего выборка исходных данных разделяется по месяцам на 12 групп, и для каждой группы определяются оценки параметров распределения Вейбулла.

Второй этап включает в себя вычисление оценок параметров стохастического дифференциального уравнения модели. Для этого предварительно необходимо выполнить нормализацию ряда выборочных данных (X), таким образом, чтобы средневыворочное значение и дисперсия были эквивалентны математическому ожиданию и дисперсии стохастического процесса (т.е. $\mu=0$, $\sigma^2=1$) и устранить сезонную составляющую.

Нормализация данных временного ряда выполняется следующим образом:

$$X_{ds} = \frac{(X - X_s)}{\sigma_X}, \quad (2.34)$$

где X_{ds} – нормализованные данные временного ряда с отфильтрованной сезонной компонентой; X – данные временного ряда, содержащие сезонную составляющую; X_s – сезонная составляющая данных временного ряда; σ_X – стандартное отклонение выборочных данных (X).

Пример выполненной обработки данных исходного временного ряда скорости ветра показан на рисунке 2.9.

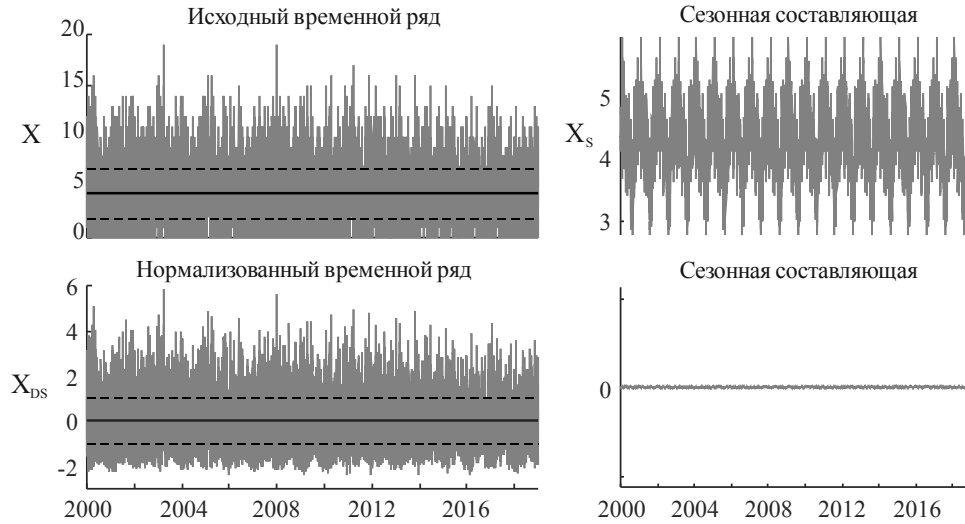


Рисунок 2.9 – Исходный и нормализованный временной ряд

Калибровка параметров модели на основе стандартного процесса Орнштейна–Уленбека (с параметром $H=1/2$) выполняется аналогичным образом, за исключением расчета параметров возврата к среднему и параметра дисперсии, которые оцениваются по методике, описанной в работе [124].

1) Метод оценки параметра экспоненты Херста

Параметр экспоненты Херста, характеризует тип памяти и степень самоподобия стохастического процесса и может быть оценен по данным временного ряда с использованием различных методов [125]. В данном исследовании для оценки показателя Херста использовался метод агрегированной дисперсии.

Выборочное множество данных $X=\{X_i, i \geq 1\}$ разделяется на блоки (k) с числом элементов (m) и для каждого блока рассчитывается среднее значение:

$$X^{(m)}(k) = m^{-1} \cdot \sum_{i=(k-1)m+1}^{km} X(i) \quad k=1, 2, \dots, N/m, \quad (2.35)$$

где k – количество агрегированных блоков; m – количество элементов выборки в блоке; N – общее число элементов выборки.

Поскольку дисперсия дробного гауссовского шума равна $VarX^{(m)} = \sigma_0 m^\beta$ при $m \rightarrow \infty$, где $\beta = 2H - 2 < 0$, тогда точечной оценкой $VarX^{(m)}$ является дисперсия выборки, которая рассчитывается для нескольких значений (m) следующим образом:

$$\overline{VarX^{(m)}} = (N/m)^{-1} \sum_{k=1}^{N/m} (X^{(m)}(k))^2 - \left((N/m)^{-1} \sum_{k=1}^{N/m} X^{(m)}(k) \right)^2, \quad (2.36)$$

Расчетные значения (m) выбираются таким образом, чтобы точки $\log(m)$ на графике зависимости $\log(\overline{VarX^{(m)}})$ от $\log(m)$ были равноудалены друг от друга, т.е. $m_{i+1}/m_i = C$, где C – константа, зависящая от размера выборки и желаемого количества точек. График зависимости логарифмированной дисперсии от времени показан на рисунке 2.10.

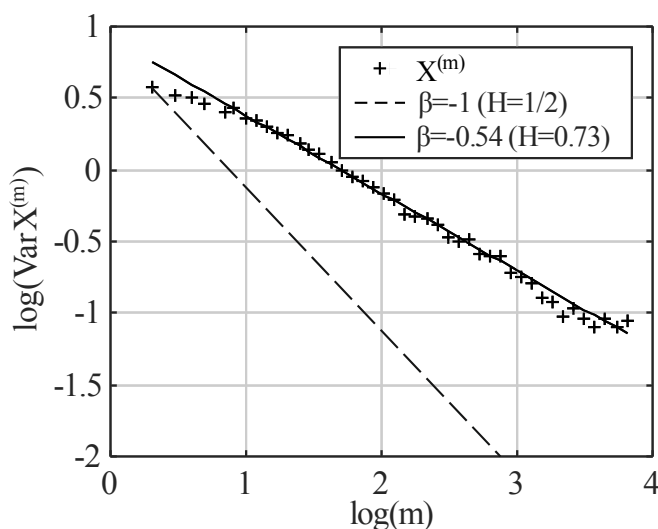


Рисунок 2.10 – Оценка экспоненты Херста данных временного ряда по методу агрегированной дисперсии

Зависимость $\log(\overline{\text{Var}} X^{(m)})$ от $\log(m)$ может быть аппроксимирована прямой, угол наклона которой равен (β) и оценка показателя Херста определена как $H=0,5(\beta+2)$.

2) Методы оценки параметров дисперсии (диффузии) и скорости возврата к среднему значению стохастического процесса Орнштейна-Уленбека дробного типа

Оценка параметра дисперсии (σ) стохастического процесса может быть вычислена по квадратической вариации выборочных данных временного ряда по следующей формуле [126]:

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{N-1} (X_{(i+1)} - X_i)^2}{(N-1) \cdot \Delta t^{2\hat{H}}}, \quad (2.37)$$

где $X_i, X_{(i+1)}$ – значения временного ряда на i -том и последующем шаге времени; Δt – интервал дискретизации выборки; N – размер выборки; $\hat{H}$ – оценка показателя Херста.

Оценка параметра скорости возврата к среднему (θ) для стационарного процесса с долговременной зависимостью ($H > 1/2$ и $\theta > 0$) может быть получена из следующего выражения [127]:

$$\hat{\theta} = \left[\frac{1}{\hat{\sigma}^2 \hat{H} \Gamma(2\hat{H}) N} \cdot \sum_{i=1}^N X_i^2 \right]^{-\frac{1}{2\hat{H}}}, \quad (2.38)$$

где $\hat{\sigma}^2$ – оценка параметра дисперсии процесса; Γ – гамма-функция; $\hat{H}$ – оценка экспоненты Херста выборочных данных.

3) Оценка параметров периодической функции равновесного среднего значения

Вычисление параметров амплитуды и времени максимума суточного цикла осуществляется путем подгонки кривой периодической функции $y(t)$ в СДУ (2.30), имитирующей суточные колебания, к точкам фактического суточного профиля (Diurnal Profile – DP), значения которых для каждого срока наблюдения вычисляются по формуле (2.6).

В ходе тестирования модели была выявлена необходимость корректировки значений су-

точного профиля перед выполнением аппроксимации, что осуществляется следующим образом:

$$DP' = DP \cdot ((\sigma_x / \hat{\sigma}^2) - 1/2)^{-1}, \quad (2.39)$$

где DP' – нормализованный и скорректированный суточный профиль; DP – суточный профиль скорости ветра, м/с; σ_x – среднеквадратическое отклонение выборочных данных, м/с; $\hat{\sigma}^2$ – оценка параметра дисперсии стохастического процесса.

Пример выполнения аппроксимации суточного профиля скорости ветра гармонической функцией (2.25) показан на рисунке 2.11.

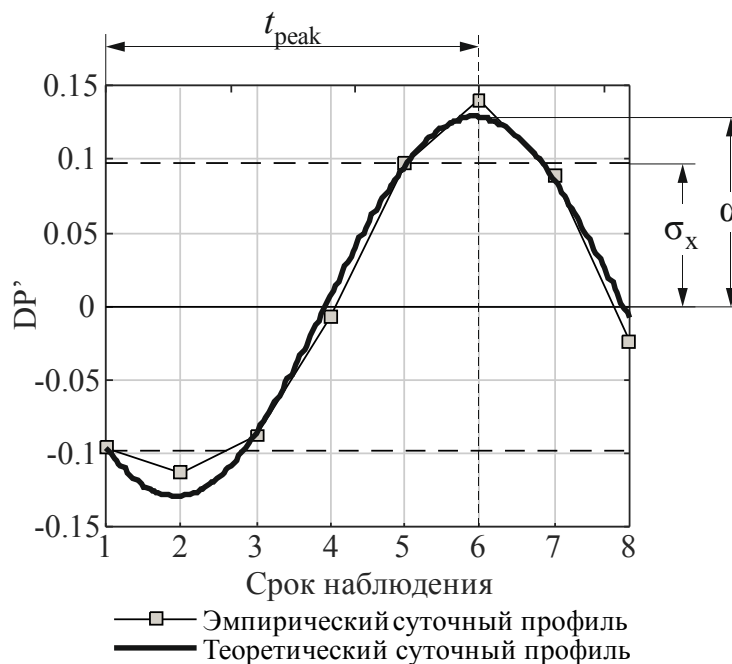


Рисунок 2.11 – Нормализованный и аппроксимированный периодической функцией суточный профиль

2.4.2 Тестирование и оценка адекватности модели

Цель проверки адекватности моделирования состоит в оценке степени соответствия характеристик синтезированных и фактических данных временных рядов скорости и направления ветра. План исследования, включает в себя следующие задачи:

1) Проведение статистического анализа точности аналитических методов оценивания параметров распределения Вейбулла с целью выбора метода обеспечивающего наиболее близкое соответствие теоретической модели распределения скорости ветра эмпирическим данным;

2) Тестирование и оценка достоверности моделирования основных статистических характеристик временных рядов скорости и направления ветра, синтезированных посредством стохастической модели.

В исследовании используются данные долгосрочных наблюдений скорости ветра, зарегистрированные на 518 метеостанциях России [20]. Временные ряды содержат данные восьми-

срочных наблюдений, зафиксированных в стандартные синоптические сроки с интервалом времени в 3 часа.

Географическое расположение всех метеостанций, данные которых использованы в исследовании, показано на рисунке 2.12.

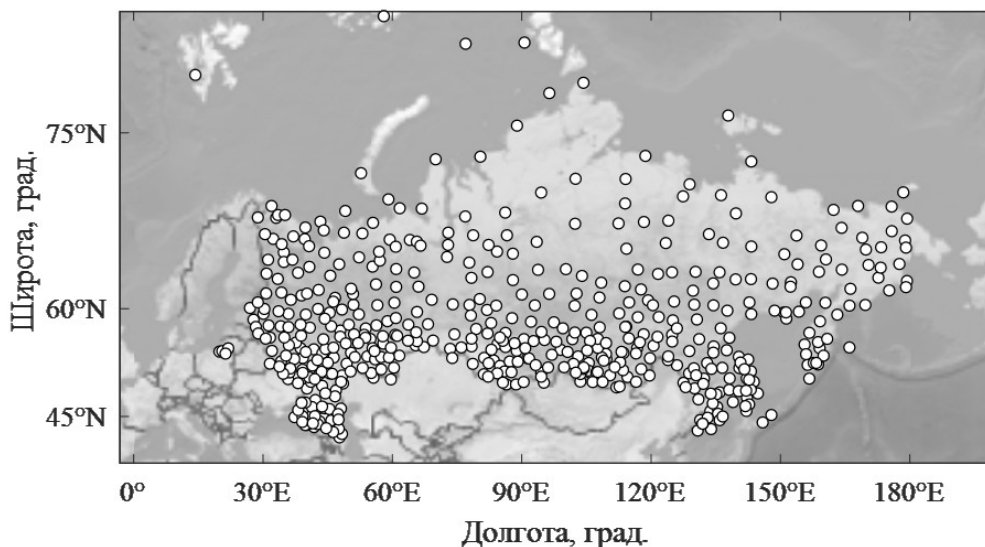


Рисунок 2.12 – Карта расположения метеостанций

Статистические критерии, используемые для сравнения характеристик и оценки качества моделирования, сведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Используемые критерии оценки качества моделирования [88, 0]

№	Критерий	Расчетная формула
1	Коэффициент детерминированности	$R^2(x, y) = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}_i)^2}$
2	Среднеквадратическая ошибка	$RMSE(x, y) = \sqrt{n^{-1} \sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2}$
3	Средняя абсолютная ошибка в процентах	$MAPE(x, y) = n^{-1} \sum_{i=1}^n y_i - x_i / x_i \cdot 100$
4	Среднее отклонение	$MBE(x, y) = n^{-1} \sum_{i=1}^n (y_i - x_i)$
5	Критерий согласия Колмогорова-Смирнова	$D_n(x, y) = \max x_i - y_i \leq D_{n, \alpha} \approx K_\alpha / \sqrt{n}$
6	Информационный критерий Акаике	$AIC = -2 \ln(\hat{L}) + 2k$
7	Байесовский информационный критерий	$BIC = -2 \ln(\hat{L}) + \ln(n)k$

Примечание: x – фактические значения; y – результат моделирования; n – размер выборки; K_α – коэффициент, соответствующий уровню значимости ($\alpha = 0,05$) при заданном объеме выборки (n); $\hat{L}$ – максимальное значение логарифмированной функции правдоподобия; k – количество параметров модели.

1) Сравнительный анализ методов оценивания параметров распределения Вейбулла

С целью выявления метода оценки неизвестных параметров распределения, обеспечивающего наибольшую степень достоверности вероятностной модели скорости ветра, проверяется точность четырех методов: графического, метода максимального правдоподобия (ММП) и двух методов моментов (ММ, ММ³), формулы расчета которых приведены в разделе 2.3.

Проверка точности оценки параметров распределения выполняется посредством сравнения величины среднеквадратической ошибки (RMSE) между фактическим заданными значениями параметров распределения (c, k) и полученными оценками $(\hat{c}, \hat{k})$. В качестве величины достоверности приближения теоретической CDF (2.8) к эмпирической функции (2.4), аппроксимации используется коэффициент детерминации R^2 . Величина максимального расхождения между точками эмпирической функции обеспеченности и теоретической функции вероятности определяется по критерию Колмогорова-Смирнова.

В серии статистических испытаний с числом повторений $N=1000$ были исследованы случайные выборки, сгенерированные посредством обратной функции распределения Вейбулла (2.9), объемом $n=100, 1000, 10000$ при варьировании параметра формы в интервале $k \in [1, 2.5]$ и параметра масштаба $c \in [1, 10]$. Сгенерированные последовательности из распределения Вейбулла сортируются по градациям путем округления значений уровней до целых чисел.

Блок-схема алгоритма оценки качества аппроксимации теоретических моделей, приведена на рисунке 2.13.

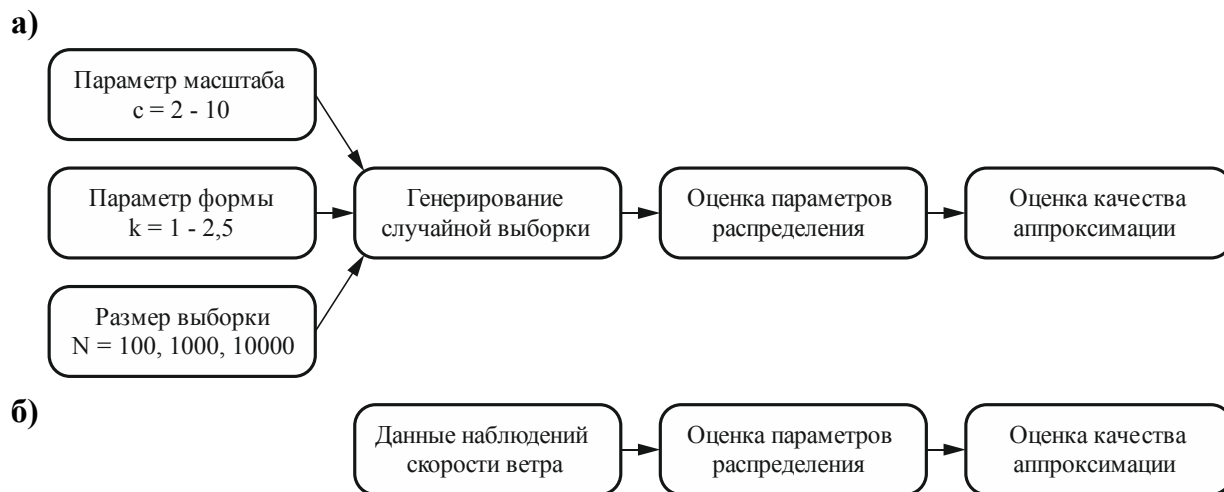


Рисунок 2.13 – Алгоритм анализа адекватности теоретической модели распределения: а – на основе известных параметров распределения; б – на основе реальной выборки данных скорости ветра

Результаты проверки точности четырех методов оценки с использованием принятых критериев сведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Погрешность оценки параметров и показатели качества аппроксимации

Метод оценки	RMSE		R ² (CDF)	D _n
	$\hat{c}$	$\hat{k}$		
n=100 (D _{n. кр.} =0,136)				
Графический	0,425	0,180	0,947	0,049
ММП	0,410	0,144	0,951	0,044
ММ	0,413	0,150	0,950	0,045
ММ ³	0,415	0,150	0,950	0,044
n=1000 (D _{n. кр.} =0,043)				
Графический	0,140	0,060	0,9887	0,017
ММП	0,128	0,051	0,9890	0,014
ММ	0,131	0,054	0,9887	0,015
ММ ³	0,130	0,054	0,9888	0,015
n=10000 (D _{n. кр.} =0,014)				
Графический	0,059	0,026	0,9872	0,008
ММП	0,042	0,026	0,9874	0,007
ММ	0,043	0,028	0,9873	0,007
ММ ³	0,042	0,025	0,9874	0,006

Примечание: n – количество элементов случайной выборки; RMSE – среднеквадратическая ошибка оценки параметров масштаба и формы; $R^2(CDF)$ – оценка качества аппроксимации эмпирической кривой кумулятивной функции вероятности распределения; D_n – критерий Колмогорова-Смирнова; $D_{n,кр.}$ – критическое значение критерия Колмогорова-Смирнова для выборки заданного объема

По результатам проведенных испытаний, представленных в виде усредненных значений ошибок оценки параметров (RMSE) и показателей качества аппроксимации (R^2 , D_n) (таблица 2.4), видно, что для оценок, определенных графическим методом, характерно несколько большее отклонение от истинных заданных параметров.

Наилучшие оценки при объеме случайной выборки ($n=100$, $n=1000$) были получены при использовании ММП, что подтверждается значениями коэффициента детерминированности (R^2) и минимальным значением критерия Колмогорова-Смирнова (D_n). Однако, в целом, разница в данных показателях для метода максимального правдоподобия и методов моментов незначительна.

Более явные различия наблюдаются при сравнении показателя удельной мощности ветрового потока, рассчитанного по выборочным данным по формуле (2.1) с показателем, рассчитанным из полученной модели распределения Вейбулла с параметрами оцененными разными методами. Диаграммы разброса средней абсолютной ошибки (MAPE) между фактическим значением и оценочными значениями, полученными из аппроксимирующей модели при различных характеристиках исходной выборки, показаны на рисунке 2.14.

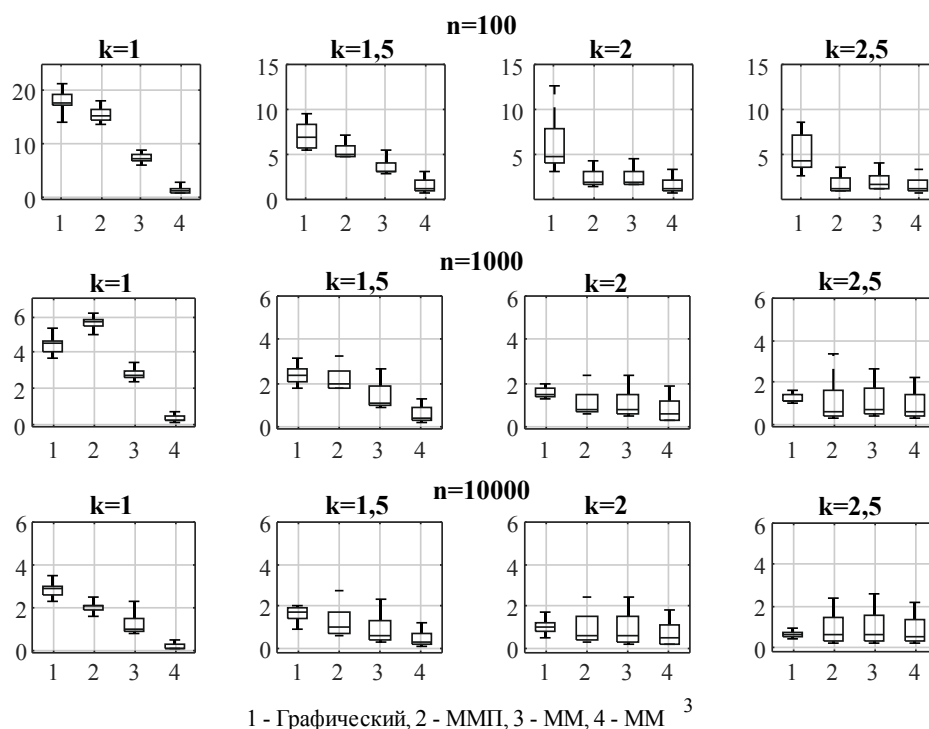


Рисунок 2.14 – Средние абсолютные ошибки значений мощности ветрового потока, рассчитанных по теоретическим моделям при различных параметрах

Согласно полученным результатам, можно видеть, что в наиболее вероятном для скоростей ветра, диапазоне параметра формы ($k=1-2$), ошибка показателя удельной мощности ветрового потока минимальна для теоретической модели с параметрами определенными по методу ММ³.

Для подтверждения полученных результатов был проведен анализ методов оценки с использованием фактических данных наблюдений скорости ветра нескольких метеорологических станций, расположенных на территории арктической зоны (Ненецкого автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа и Таймырского Долгано-Ненецкого района). Географическое расположение метеостанций, данные которых используются в исследовании, показано на карте, изображенной на рисунке 2.15.

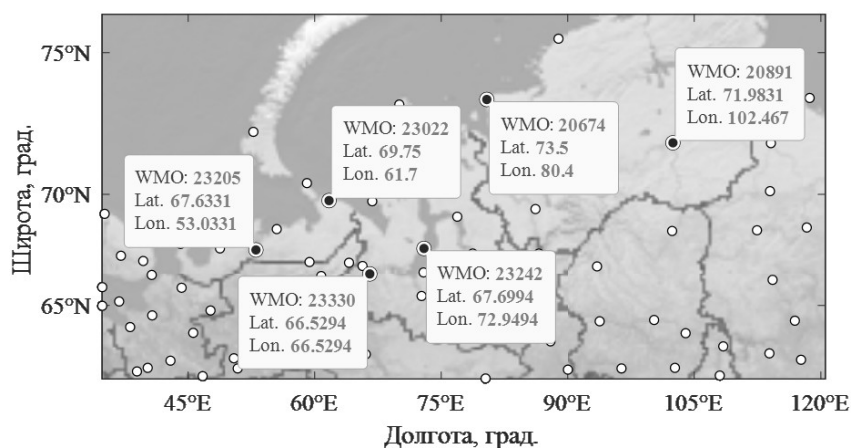


Рисунок 2.15 – Карта географического расположения метеостанций

Основные сведения о метеостанциях, данные которых используются в исследовании, приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Основные сведения о метеостанциях и выборке данных

№	WMO ID	Метеостанция	Широта	Долгота	Выборочная статистика			
					μ , м/с	σ , м/с	γ_1	γ_2
1	23022	Амдерма	69°46'	61°41'	6,16	3,56	0,84	3,74
2	23205	Нарьян-Мар	67°38'	53°02'	3,61	2,10	0,81	4,20
3	23242	Новый Порт	67°41'	72°53'	5,50	3,13	0,81	3,89
4	23330	Салехард	66°32'	66°40'	2,95	2,29	1,26	5,60
5	20674	Диксон	73°31'	80°24'	6,45	3,62	0,81	3,63
6	20891	Хатанга	71°59'	102°28'	4,22	2,43	0,74	4,78

Примечание: WMO ID – идентификационный номер метеостанции в системе идентификаторов Всемирной метеорологической организации; μ – среднее выборочное значение; σ – среднеквадратическое отклонение выборочных данных; γ_1 – коэффициент асимметрии; γ_2 – коэффициент эксцесса.

Согласно алгоритму, блок-схема которого изображена на рисунке 2.13-б, была произведена оценка параметров распределения Вейбулла для каждого месяца (рисунок 2.16).

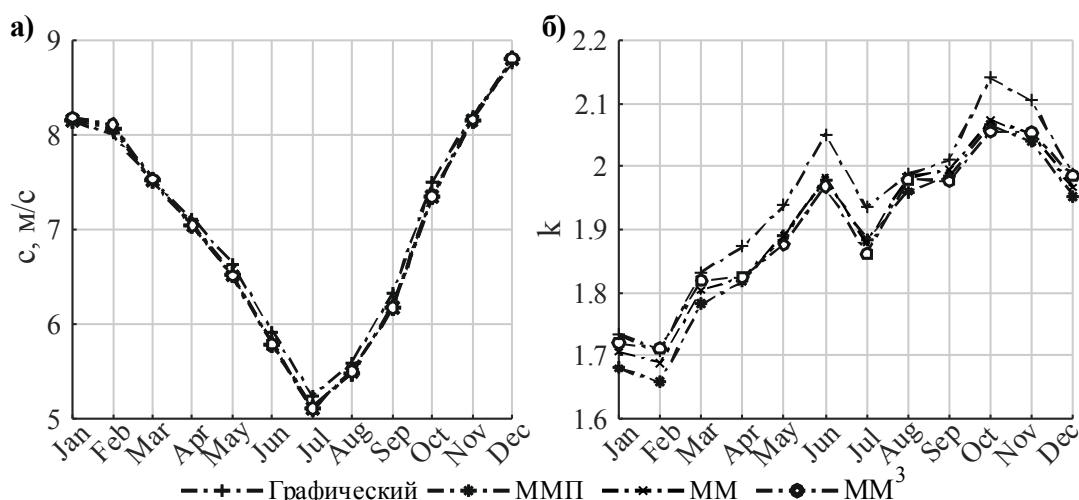


Рисунок 2.16 – Оценки параметров распределения Вейбулла для каждого месяца по данным метеостанции №1: а – параметр масштаба; б – параметр формы (б)

На рисунке 2.17 показаны отклонения моментов теоретического распределения от моментов случайной выборки, по данным которой выполнялась оценка параметров.

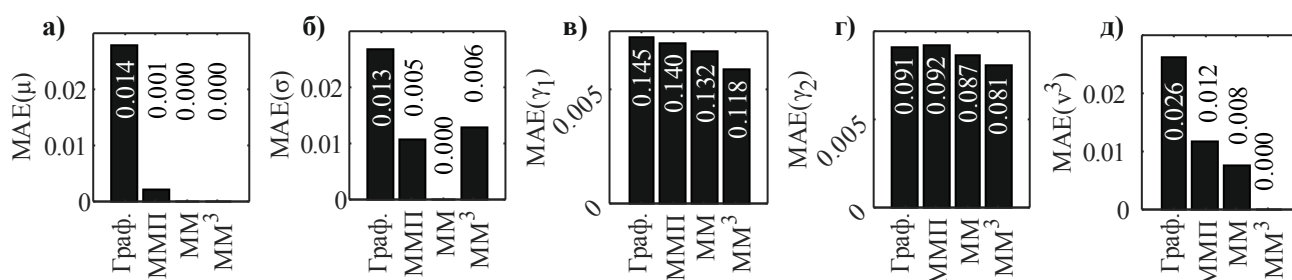


Рисунок 2.17 – Отклонение теоретических моментов модели от эмпирических моментов выборки: а – начальный момент первого порядка; б – центральный момент второго порядка; в – коэффициент асимметрии; г – коэффициент эксцесса; е – начальный момент третьего порядка (среднее кубическое)

Сравнивая отклонения моментов теоретических моделей от моментов выборки видно, что модель с параметрами оцененными по методу моментов MM^3 имеет минимальные ошибки среднего и среднекубического значения, а также коэффициентов асимметрии и эксцесса. Величина отклонения центрального момента второго порядка от выборочной дисперсии в целом не превышает ошибки модели с оценками параметров, определенных по методу максимального правдоподобия.

Среднее отклонения прогнозируемых величин мощности ветрового потока в диапазоне скорости от $\Delta v = [0, \max(v)]$, а также в стандартном диапазоне рабочих скоростей ВЭУ (от 4-25 м/с) [103], рассчитанные для каждого месяца, показаны на рисунке 2.18.

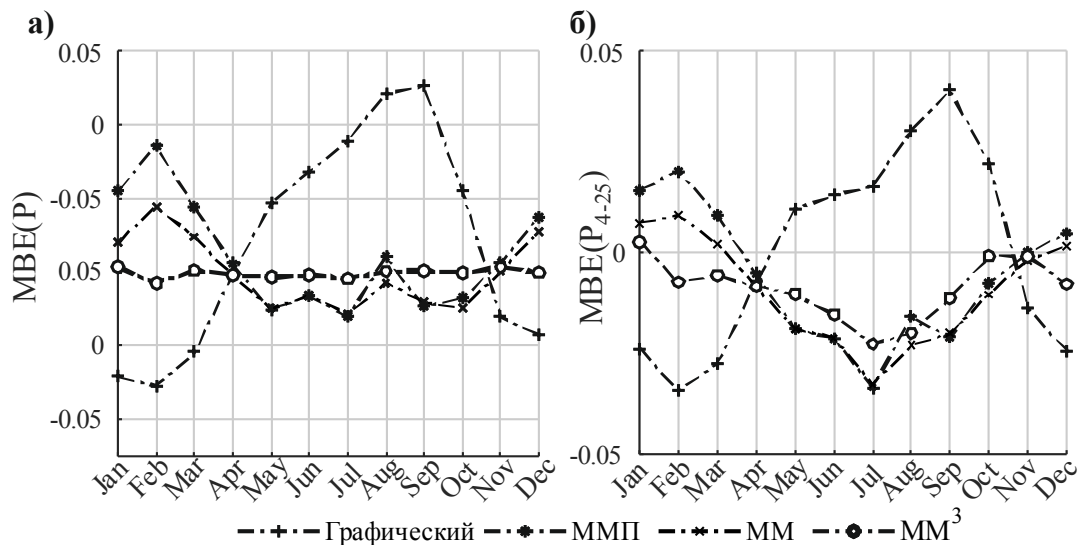


Рисунок 2.18 – Относительные ошибки прогнозирования среднемесячной мощности

Сравнение среднегодовых величин ветрового потенциала, рассчитанных по данным выборки со значениями теоретических моделей, приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Среднегодовой ветроэнергетический потенциал

Метеостанция	$W_{ср.}$, кВтч	$W_{ср.мод.}$, кВтч (MAPE, %)			
		Графический	ММП	ММ	ММ ³
$\Delta v = 0\text{-max}(v)$					
Амдерма	2917,2	2904,0 (-0,4)	2945,4 (1,0)	2926,4 (0,3)	2917,0 (-0,005)
Нарьян-Мар	721,9	770,1 (6,7)	734,0 (1,7)	723,8 (0,3)	721,3 (-0,1)
Новый порт	2060,6	2121,1 (2,9)	2097,1 (1,8)	2052,0 (-0,4)	2060,6 (-0,001)
Салехард	609,5	636,2 (4,4)	621,1 (1,0)	608,1 (-0,2)	609,0 (-0,1)
Диксон	3256,0	3236,3 (-0,6)	3302,2 (1,4)	3267,1 (0,3)	3256,0 (-0,003)
Хатанга	952,6	1114,9 (17,0)	932,3 (-2,1)	928,6 (-2,5)	952,1 (-0,05)
$\Delta v = 4\text{-}25$ м/с					
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, кВтч; $W_{ср.мод.}$ – прогнозируемая величина энергии ветра, рассчитанная по случайной выборке, полученной из теоретического распределения, кВтч.

По результатам расчета прогнозируемой величины среднегодового ветроэнергетического потенциала видно, что минимальная ошибка соответствует теоретическим моделям с параметрами, рассчитанными по методу ММ³, за исключением моделей распределений данных метеостанций 1 и 4, для которых наилучший результат получен при оценке параметров ММП.

2) Тестирование модели на основе стохастического дифференциального уравнения дробного процесса Орнштейна-Уленбека с периодической составляющей среднего значения

Для демонстрации возможностей стохастической модели, был проведен анализ достоверности моделирования характеристик скорости и направления ветра на основе данных двух метеостанций, где в настоящее время введены в эксплуатацию ветроэнергетические объекты (Мурманск) или имеется потенциал их интеграции в системы электроснабжения объектов нефтегазовой отрасли (Новый Порт). Карта расположения метеостанций изображена на рисунке 2.19.

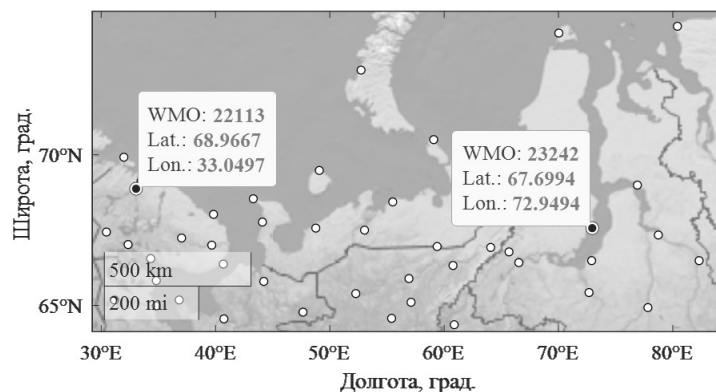


Рисунок 2.19 – Карта географического расположения метеостанций Мурманск и Новый Порт

Информация о метеостанциях и выборке данных, приведена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Основная информация о метеостанциях и описательная статистика выборочных данных скорости и направления ветра

№	WMO ID	Метеостанция	Широта, град.	Долгота, град.	Высота, м	Интервал наблюдений			Выборочная статистика					
									Скорость ветра, м/с			Направление ветра, град		
						Начало	Конец	Δt , час.	мин. макс.	μ	σ	мин. макс.	μ	σ
1	22113	Мурманск	68,97	33,05	57	01.01.1999	01.01.2019	3	0–21	4,58	2,56	0–360	194,3	94,9
2	23242	Новый Порт	67,70	72,95	12				0–28	5,50	3,13	0–360	360	198,3

Примечание: Δt – временной интервал между сроками наблюдений; μ – среднее выборочное значение; σ – среднеквадратическое отклонение.

Для оценки неизвестных параметров распределения скорости ветра используется метод моментов ММ³. Оценки параметров масштаба и формы распределения Вейбулла, полученные для каждого месяца (выборочных данных сгруппированных по месяцам), показаны на рисунке 2.20.

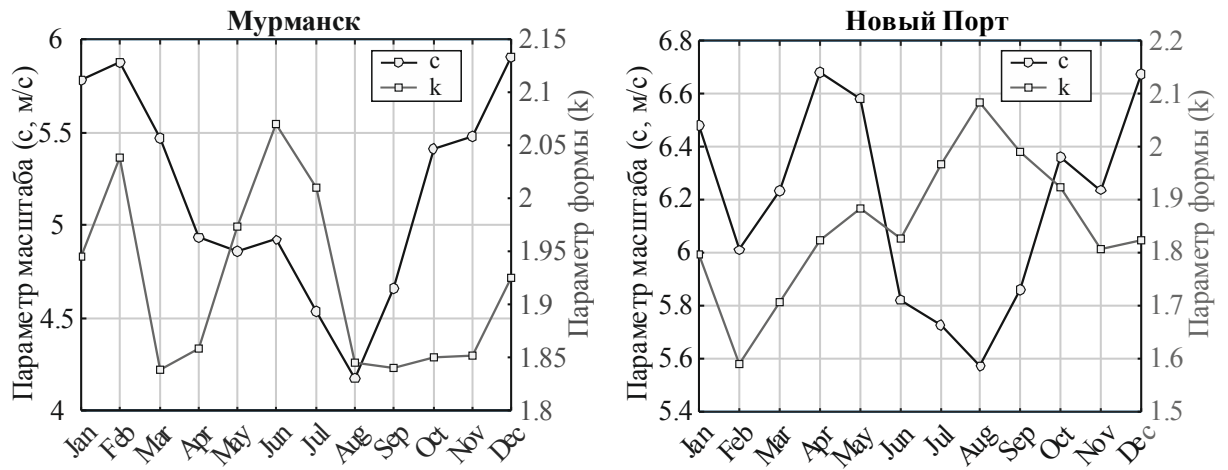


Рисунок 2.20 – Оценки параметров распределения Вейбулла скорости ветра для каждого месяца

Оценки параметров стохастической модели для временных рядов скорости и направления ветра показаны на рисунке 2.21.

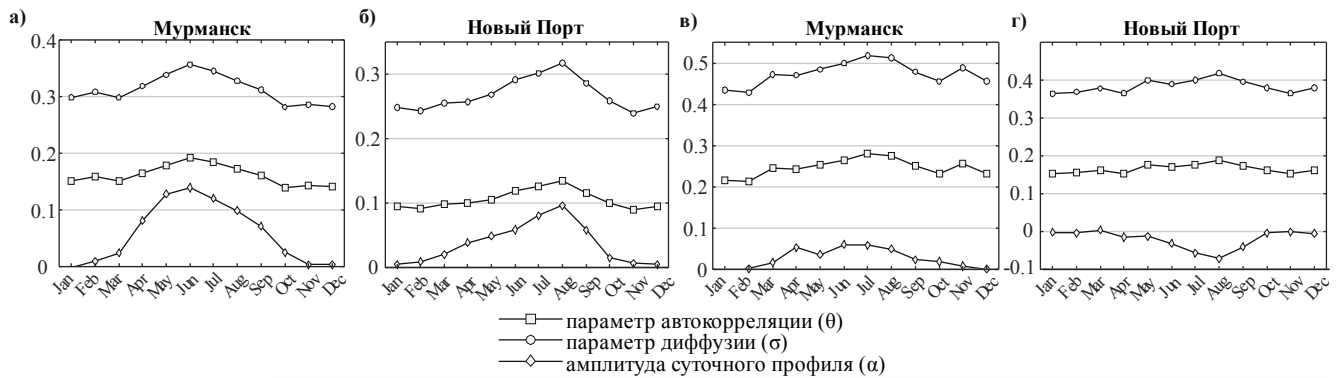


Рисунок 2.21 – Оценки параметров модели для каждого месяца: а-б – скорость ветра; в-г – направление ветра

Ввиду большого количества пропущенных данных, изменений местоположения метеостанций в исследовании использовались только данные наблюдений накопленные за последние 20 лет (1999-2019 г.). Моделирование траектории скорости и направления ветра выполнялось с шагом дискретизации, равным исходному интервалу между наблюдениями ($\Delta t = 3$ часа), а также с укороченным интервалом ($\Delta t = 1$ час).

Оценка достоверности моделирования выполнялась путем сравнения коэффициентов почасовой автокорреляции уровней, автокорреляции среднемесячных значений, суточных профилей, гистограмм статистических распределений и фрактальных характеристик (экспонента Херста) фактических и синтезированных временных рядов.

Для получения статистически значимых результатов, в процессе тестирования в каждом случае выполнялась генерирование 30 независимых траекторий стохастического процесса. Фактические и синтезированные почасовые данные временных рядов скорости и направления ветра показаны на рисунке 2.22.

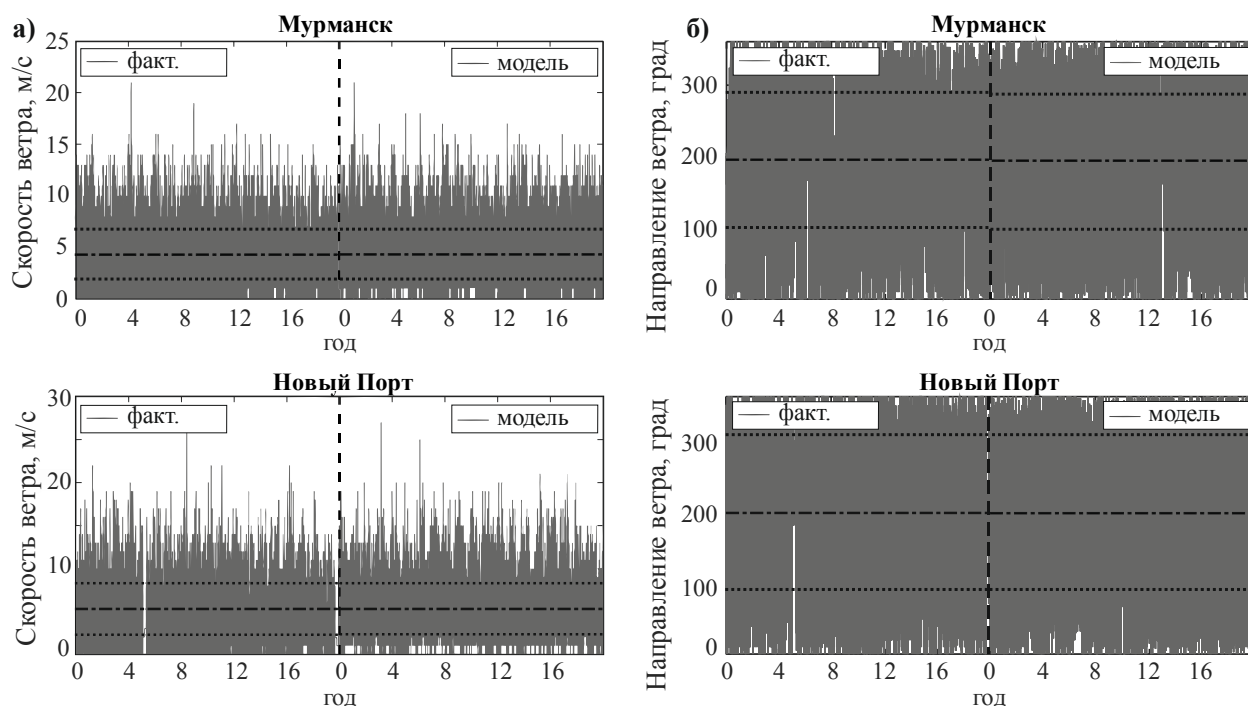


Рисунок 2.22 – Временные ряды фактических и синтезированных данных скорости ветра

Сравнение гистограмм статистических распределений скорости и направления ветра, построенных по данным фактического временного ряда и данным, полученным в результате моделирования, продемонстрированы на рисунке 2.23.

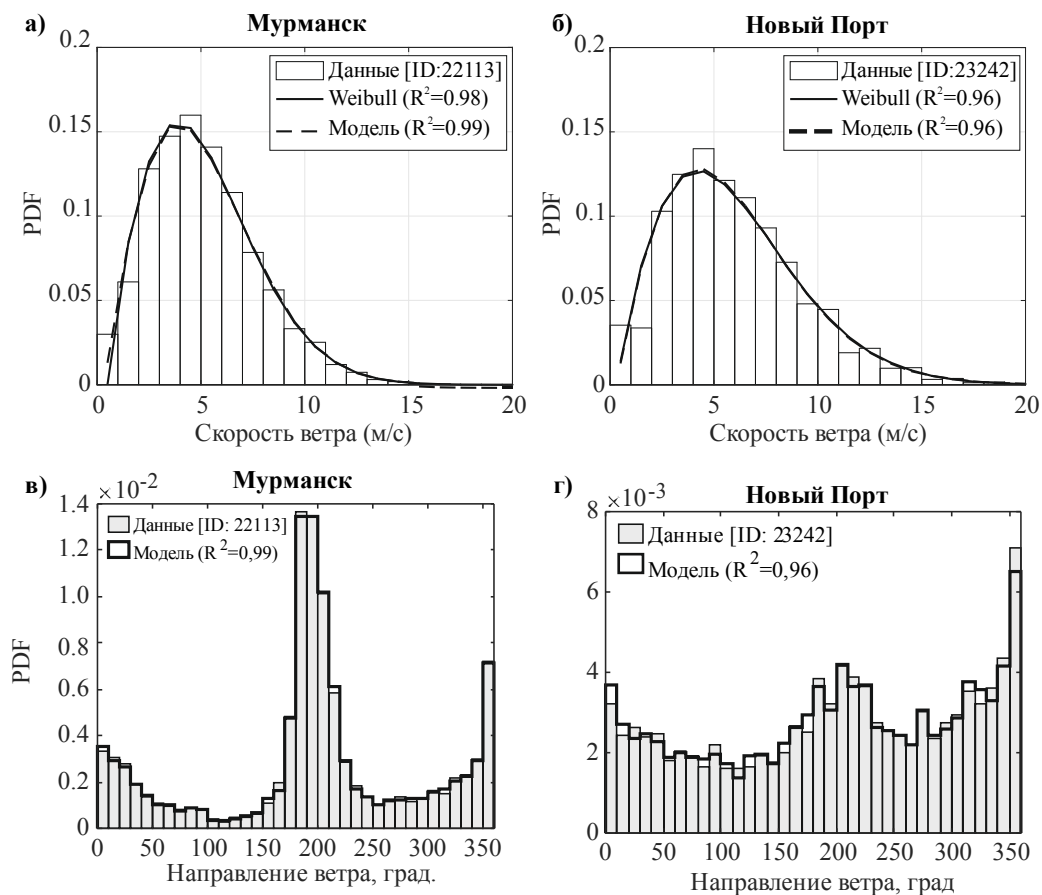


Рисунок 2.23 – Вероятностное распределение фактической и синтезированной выборки: а-б – скорость ветра; в-г – направление ветра

Из полученных гистограмм видно, что кривая плотности распределения вероятности синтезированных траекторий скорости ветра (Модель) практически с функциональной точностью соответствует теоретической вероятностной модели распределения Вейбулла (Weibull). Распределение направления ветра также достаточно хорошо воспроизводится моделью, что подтверждается коэффициентом детерминированности, значение которого близко к единице.

Основное отличие модели на основе СДУ дробного процесса от ранее предложенной модели на основе стандартного процесса Орнштейна-Уленбека с обычным броуновским движением, заключается в способности дробной модели генерировать последовательности обладающие свойством длительной корреляционной зависимости, что позволяет более достоверно смоделировать почасовую автокорреляцию (рисунок 2.24).

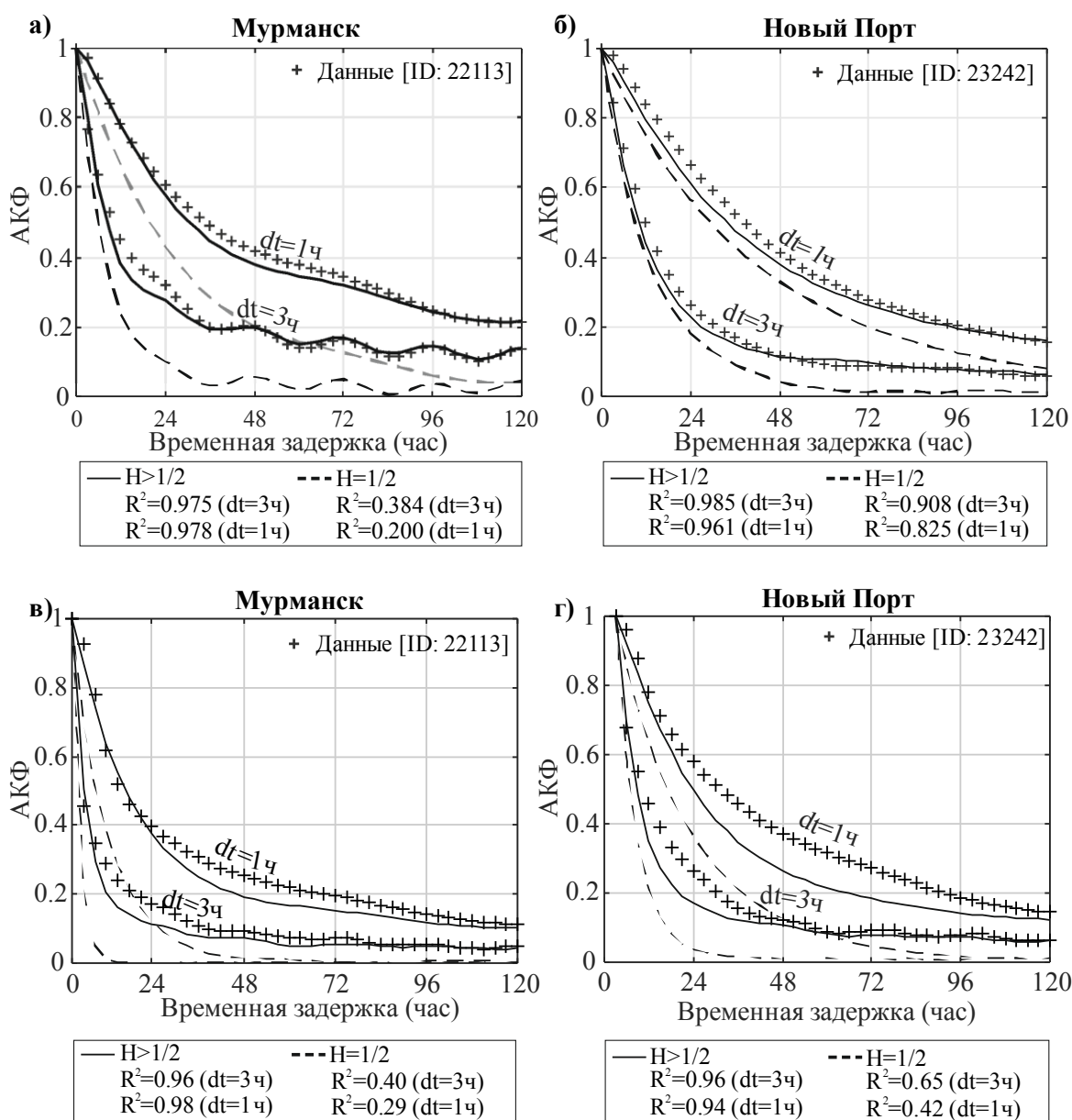


Рисунок 2.24 – Автокорреляция последовательных уровней временного ряда при различном временном разрешении: а-б – скорость ветра; в-г – направление ветра

Можно видеть, что при использовании СДУ процесса, не имеющего свойства длительной памяти (при $H=1/2$), коэффициенты автокорреляции синтезированного временного ряда согласуются только с первым коэффициентом эмпирической АКФ, а затем убывают практически до нулевого значения. В то же время, для данных синтезированных при помощи модели процесса с длительной памятью ($H>1/2$) характерна более медленная скорость убывания автокорреляции, вид которой соответствует степенной функции, которая лучшим образом описывает эмпирическую характеристику, что подтверждается высоким показателем коэффициента детерминированности $R^2>90\%$.

Более высокая адекватность воспроизведения автокорреляционной зависимости объясняется свойством самоподобия стохастического процесса сохраняющегося на длительном интервале времени. В этом можно убедиться, выполнив сравнение графиков зависимости дисперсии агрегированных данных от времени (рисунок 2.25), построенных для эмпирических данных и данных синтезированных при помощи обеих моделей.

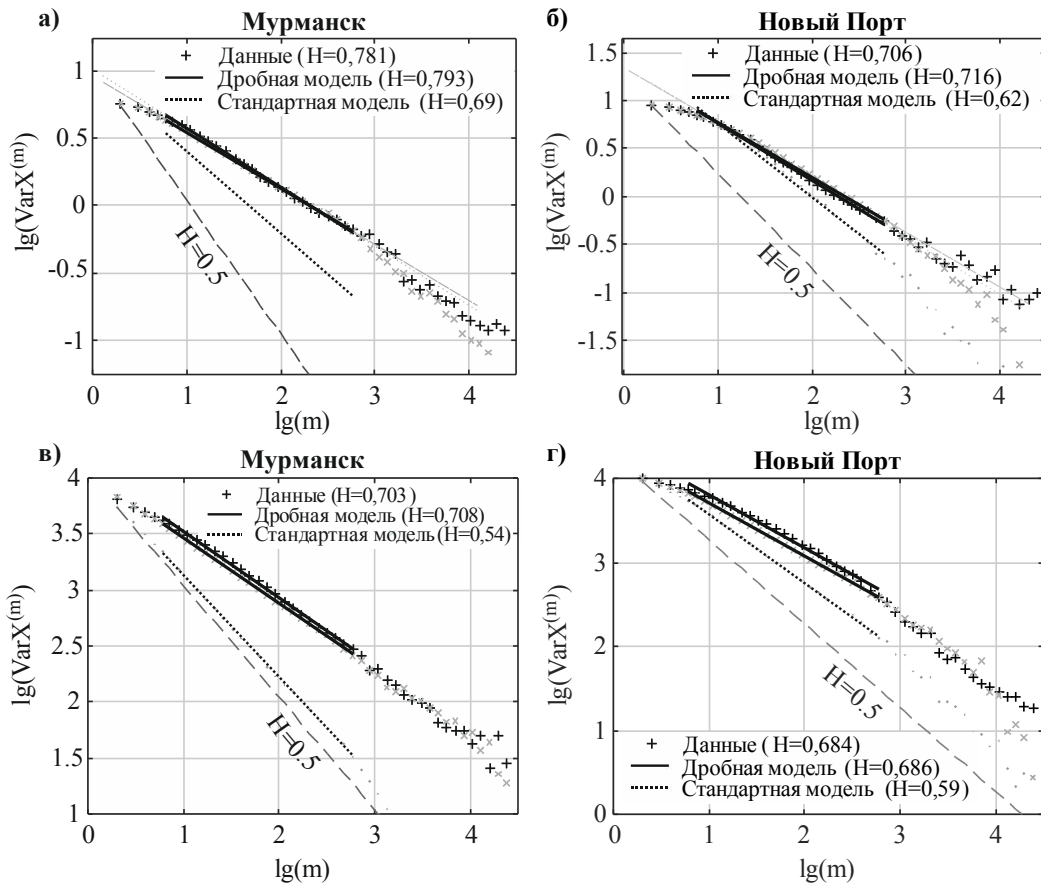


Рисунок 2.25 – Сравнение оценок параметра экспоненты Херста для фактического и смоделированного временного ряда: а-б – скорость ветра; в-г – направление ветра

Очевидно, что линии аппроксимирующие точки эмпирической зависимости и данных синтезированных посредством модели дробного процесса имеют практически идентичный угол наклона, в чем можно убедиться, сопоставив оценки экспоненты Херста. С другой стороны, линия аппроксимирующая данные, полученные при помощи стандартной модели ($H=1/2$), откло-

няется от прямой ($H=1/2$) характеризующей процесс без памяти, что также свидетельствует о существовании долговременной корреляции, которая в данном случае обусловлена влиянием систематических суточных и сезонных составляющих. Однако, ввиду того, что стохастическая составляющая стандартной модели представлена процессом случайных приращений, длительная корреляция между последовательными значениями отсутствует.

Периодические осцилляции затухающей автокорреляционной зависимости (рисунок 2.24) обусловлены систематическими суточными вариациями моделируемых переменных, в чем можно удостовериться путем анализа среднесуточных профилей, графики которых показаны на рисунке 2.26.

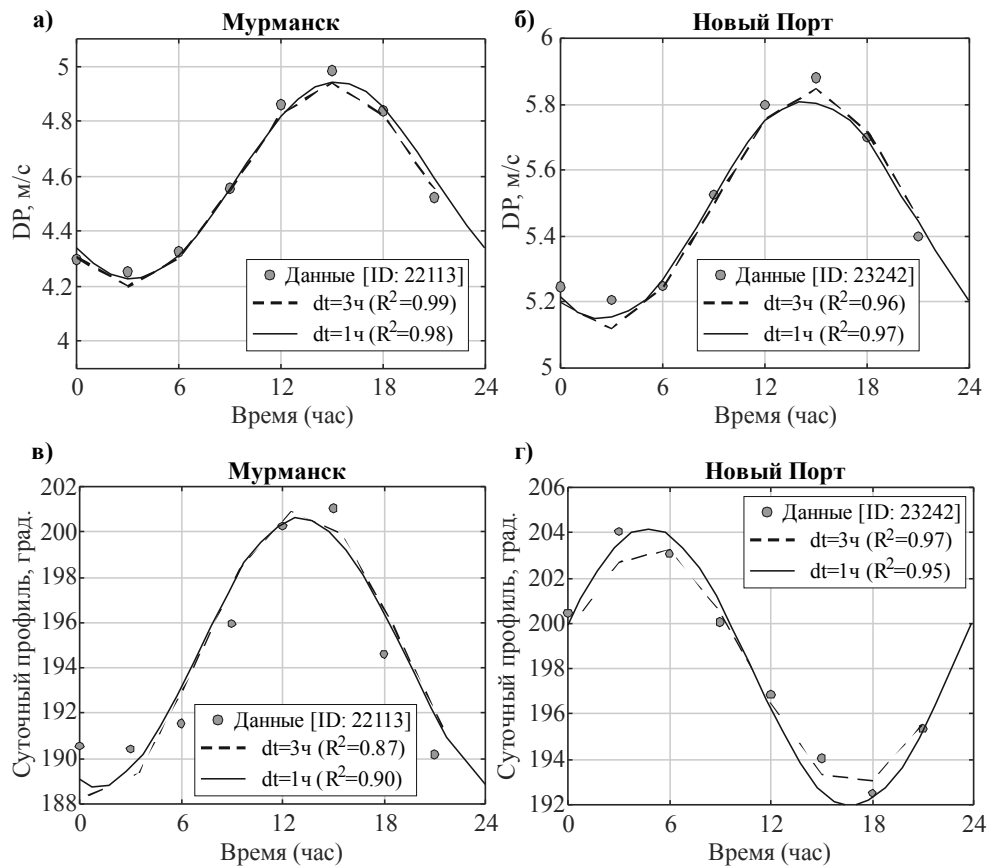


Рисунок 2.26 – Суточные профили: а-б – скорость ветра; в-г – направление ветра

Можно видеть, что суточные профили скорости и направления ветра, синтезированные с различной частотой дискретизации, с достаточной точностью повторяют форму траекторий суточного хода, что подтверждается высоким показателем коэффициента детерминированности $R^2 > 90$. При уменьшении шага дискретизации стохастического процесса (до 1 ч) значительных отклонений по амплитуде и по фазе также не наблюдается.

Способность модели к воспроизведению сезонной составляющей временного ряда продемонстрирована путем сопоставления среднегодовых профилей скорости и направления ветра усредненным по суточным данным, которые показаны на рисунке 2.27 и их автокоррелограммам, которые продемонстрированы на рисунке 2.28.

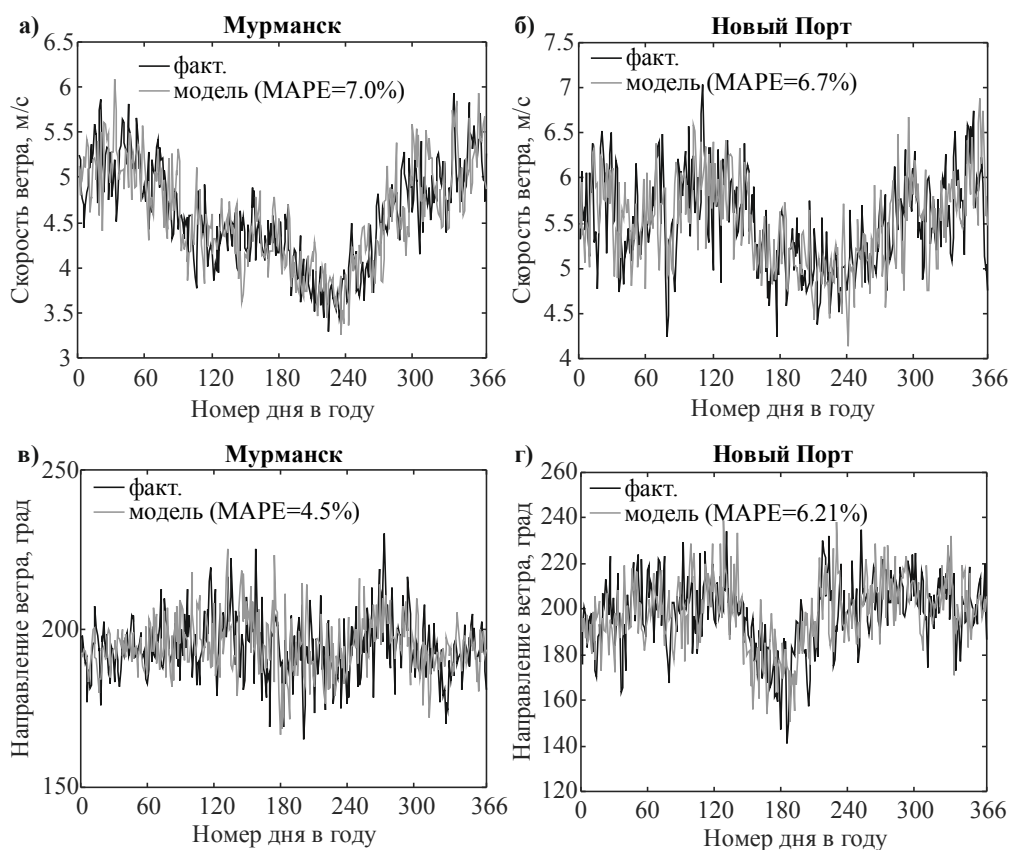


Рисунок 2.27 – Годовые среднесуточные профили: а-б – скорость ветра; в-г – направление ветра

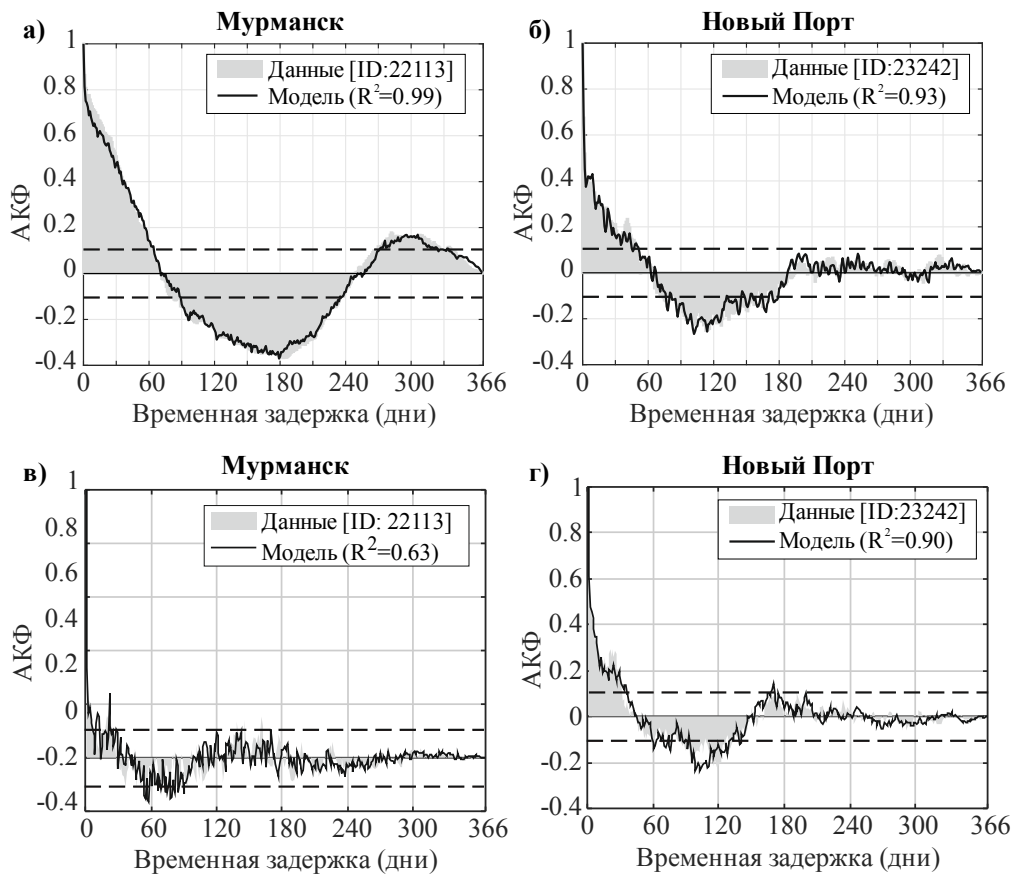


Рисунок 2.28 – Автокорреляция среднесуточных уровней: а-б – скорость ветра; в-г – направление ветра

Полученные характеристики (рисунок 2.27-а,б,г и 2.28-а,б,г) демонстрируют наличие выраженной сезонной составляющей, изменяющейся по затухающей периодической траектории. В случае моделирования направления ветра по данным метеостанции Мурманска (рисунок 2.27-б и 2.28-б) явно выраженной сезонной составляющей не наблюдается, вследствие чего степень соответствия синтезированной и фактической характеристики относительно ниже, по сравнению с другими случаями. Однако, в целом результаты моделирования показывают способность модели воспроизвести данную закономерность с достаточной степенью точности.

3) Статистический анализ качества моделирования

Проведен обобщенный анализ качества моделирования, целью которого является проверка надежности методики оценки параметров и детальное сравнение стандартной и дробной модели для получения количественной оценки качества моделирования. Анализ выполняется путем последовательного моделирования и сравнения характеристик синтезированных данных, с фактическими данными всех 512 метеостанций, изображенных на рисунке 2.12.

Статистическое распределение оценок параметров модели для временных рядов данных скорости и направления ветра всех задействованных в исследовании метеостанций, показаны на рисунке 2.29.

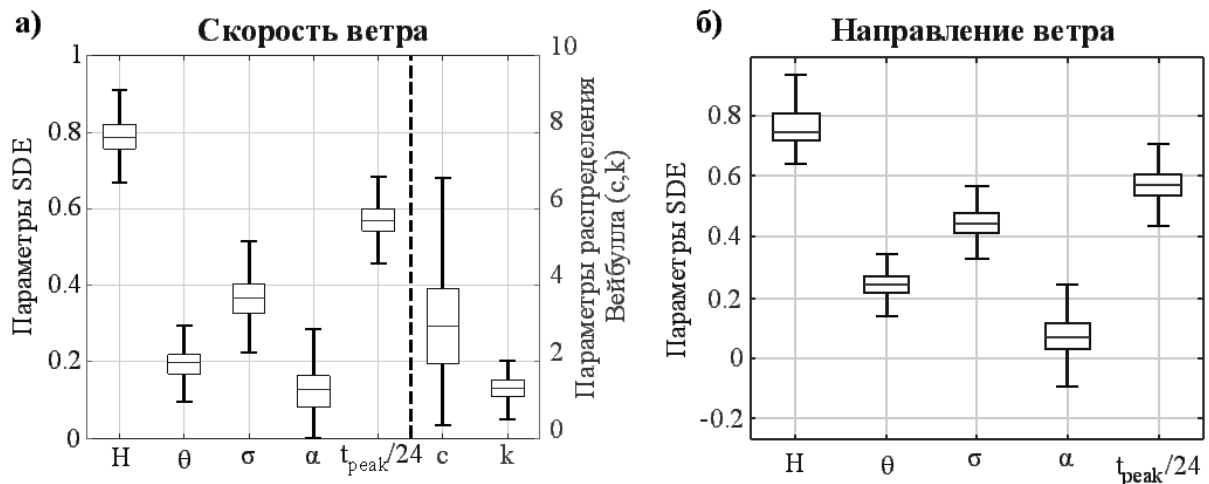


Рисунок 2.29 – Распределения параметров модели, оцененных по всем временным рядам данных скорости и направления ветра

По результатам проведенного тестирования моделей построены диаграммы разброса оценок параметров Херста синтезированных данных от фактических данных временных рядов скорости и направления ветра (рисунок 2.30). Полученные зависимости демонстрируют высокую достоверность моделирования посредством применения модели на основе стохастического процесса дробного типа с незначительными отклонениями от фактических оценок.

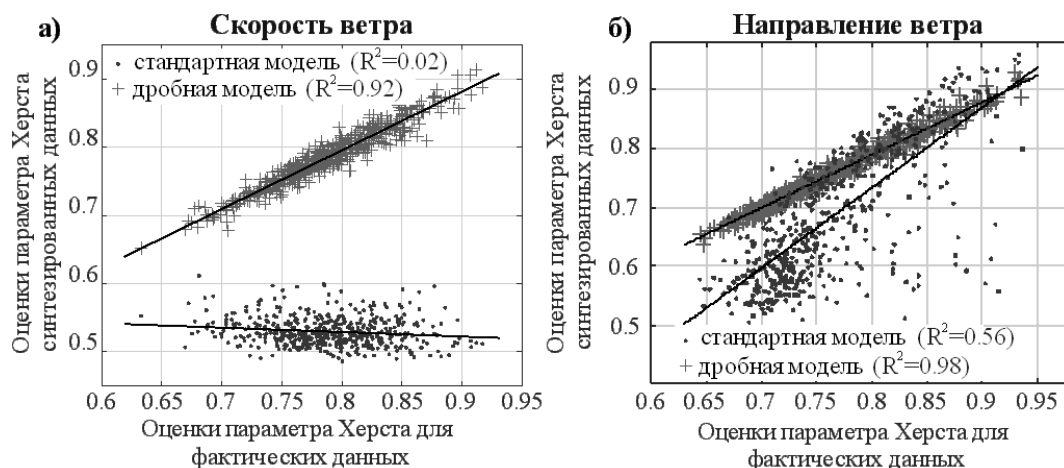


Рисунок 2.30 – Диаграммы разброса оценок параметра Херста фактической выборки и синтезированных последовательностей

Результаты оценки достоверности моделирования скорости и направления ветра, проведенной по вышеописанной методике для каждого из 518 временных рядов данных, сведены в таблице 2.8. В таблице сопоставлены значения критерия R^2 , информационных критериев AIC и BIC и рассчитаны квадрат среднеквадратической ошибки, средняя абсолютная ошибка и среднее отклонение параметра экспоненты Херста смоделированных данных от фактических данных временных рядов.

Таблица 2.8 – Результаты сравнения моделей

Критерий	Скорость ветра								Направление ветра							
	Стандартная модель ($H=1/2$)				Дробная модель ($H>1/2$)				Стандартная модель ($H=1/2$)				Дробная модель ($H>1/2$)			
	мин	макс	μ	σ	мин	макс	μ	σ	мин	макс	μ	σ	мин	макс	μ	σ
	$\Delta t = 3$															
$R^2(\text{АКФ})$	0	0,98	0,47	0,27	0,39	0,99	0,93	0,06	0	0,76	0,34	0,19	0	0,99	0,91	0,10
$R^2(\text{DP})$	0,02	0,99	0,90	0,13	0,05	0,99	0,92	0,10	0	0,99	0,87	0,16	0	0,99	0,88	0,17
$R^2(\text{АКФ}_c)$	0,59	0,99	0,98	0,04	0,71	0,99	0,98	0,03	0	0,99	0,92	0,12	0,58	0,99	0,95	0,07
$R^2(\text{PDF})$	0,64	0,99	0,94	0,04	0,64	0,99	0,94	0,04	–	–	–	–	–	–	–	–
AIC	36,7	520,2	238,0	83,6	23,4	519,7	237,0	84,2	0,53	1,673	1,21	0,11	0,53	1,67	1,21	0,11
BIC	38,3	521,7	239,6	83,6	25,0	521,3	238,5	84,2	0,61	1,937	1,31	0,11	0,61	1,93	1,31	0,11
RMSE (H)	0,094				0,014				0,110				0,013			
MAPE(H)	9,333				1,339				11,739				1,197			
MBE(H)	-0,068				-0,001				-0,080				-0,009			
	$\Delta t = 1$															
$R^2(\text{АКФ})$	0	0,99	0,31	0,27	0	0,99	0,91	0,10	0	0,69	0,14	0,18	0	0,99	0,86	0,14
$R^2(\text{DP})$	0,06	0,99	0,89	0,12	0,06	0,99	0,92	0,10	0	0,99	0,84	0,17	0	0,99	0,84	0,17
$R^2(\text{АКФ}_c)$	0,68	0,99	0,98	0,04	0,75	0,99	0,98	0,03	0	0,99	0,94	0,09	0,60	0,99	0,95	0,07
$R^2(\text{PDF})$	0,64	0,99	0,94	0,04	0,68	0,99	0,94	0,04	–	–	–	–	–	–	–	–
AIC	36,7	1549	696,1	255,2	15,0	1550	689,6	257,2	1,56	4,94	3,60	0,32	1,56	4,93	3,58	0,32
BIC	38,4	1551	697,8	255,2	16,7	1552	691,3	257,2	1,65	5,23	3,70	0,32	1,63	5,22	3,69	0,32
RMSE (H)	0,103				0,012				0,128				0,013			
MAPE(H)	11,338				1,229				14,753				1,320			
MBE(H)	-0,090				-0,006				-0,113				-0,006			

Примечание: $R^2(\text{АКФ})$ – коэффициент детерминированности почасовой автокорреляции; $R^2(\text{DP})$ – коэффициент детерминированности суточного профиля; $R^2(\text{АКФ}_c)$ – коэффициент детерминированности автокорреляции среднесуточных уровней; AIC – информационный критерий Акаике; BIC – Байесовский информационный критерий; RMSE (H), MAPE(H), MBE(H) – среднеквадратическая ошибка, средняя абсолютная ошибка в процентах и среднее отклонение оценки экспоненты Херста фактического и синтезированного временного ряда.

Исходя из того, что относительное качество модели определяется меньшим значением информационных критериев (AIC/BIC), можно сделать вывод, что вариант использования дробного стохастического процесса является более подходящим с точки зрения точности прогнозирования и количества параметров модели.

2.5 Выводы по разделу

Проведен анализ четырех методов оценки неизвестных параметров распределения Вейбулла, цель которого состояла в выявлении наиболее точного и устойчивого метода оценки для обеспечения адекватности оценки ветроэнергетического потенциала и прогнозирования выработки энергии ВЭУ. По совокупности используемых в исследовании критериев, теоретические модели с параметрами, оцененными модифицированным методом моментов с использованием начальных моментов первого и третьего порядка (ММ³), наиболее адекватно описывают фактические данные распределения скорости ветра для большей части рассмотренных в исследовании местностей. Величина ошибки расчетной величины среднемесячных значений мощности и среднегодовой потенциальной энергии ветра в рабочем диапазоне ВЭУ во всех случаях не превышает 5 %.

Предложена и апробирована модель на основе стохастического дифференциального уравнения процесса Орнштейна-Уленбека дробного типа с периодической функцией равновесного среднего. В отличие от известных моделей подобного типа, предложенная модель воспроизводит как суточные, так и сезонные вариации скорости ветра, что позволяет осуществлять моделирование рабочих режимов ветроэнергетических установок на различных временных интервалах с требуемой дискретизацией.

Валидация модели выполнена с использованием данных климатических наблюдений скорости ветра из электронного архива Всероссийского института гидрометеорологической информации. Адекватность модели подтверждена хорошей степенью соответствия моделируемых траекторий скорости ветра с данными фактических наблюдений, зарегистрированных на 518 метеостанциях, расположенных на территории России. Предложенная модель реализована в программной среде Matlab и использовалась в данной работе при выполнении оптимизации в составе комплексной модели расчета технико-экономических параметров МВЭС.

3. Методика оценки технико-экономических показателей МВЭС

Разработана и протестирована модель оценки технико-экономических показателей ветро-электростанций с целью использования в задачах оптимизации [129]. Модель выполняет оценку производительности и экономических затрат в зависимости от состава, количества и типов используемого энергетического оборудования, а также его геометрического расположения на площадке ВЭС. При этом учитываются факторы аэродинамического затенения, потери мощности в компонентах электрической системы, а также глубина морского дна.

Блок-схема, демонстрирующая последовательность выполнения этапов расчета, приведена на рисунке 3.1.

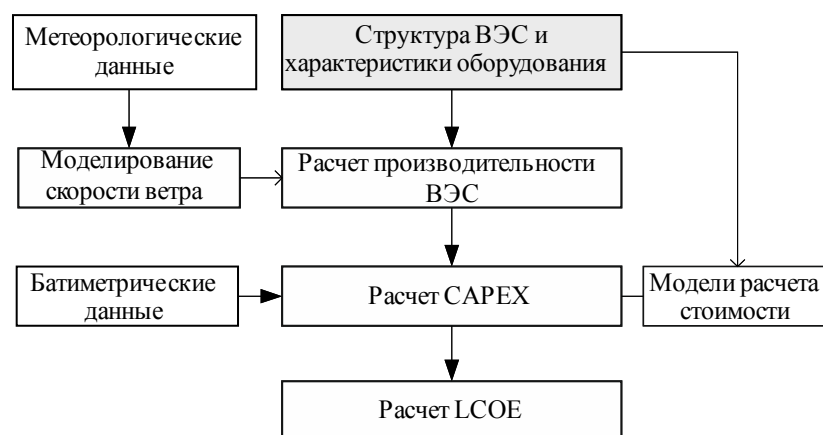


Рисунок 3.1 – Блок-схема алгоритма технико-экономической оценки конфигурации МВЭС

Входными данными для расчета являются конструктивные и электрические параметры и схема расположения энергетического оборудования МВЭС (ВЭУ и подстанций), электрическая схема кабельных линий сбора и передачи мощности. В расчете технико-экономических показателей используются статистические модели стоимости определенных компонентов ВЭС от их параметров: диаметр ротора ВЭУ и ее паспортная мощность, количество ветроустановок, глубина воды и средняя скорость ветра по параметрам Вейбулла для рассматриваемой акватории, данные технической спецификации используемого электрооборудования.

На первом этапе выполняется расчет среднегодовой генерации электроэнергии с учетом аэродинамического взаимовлияния ветроустановок - потерь мощности, вызванных данным фактором, а также потерь мощности в электрической сети сбора и передачи мощности. При этом моделирование ветрового режима выполняется посредством модели, описание которой дано в разделе 2.4.

Расчет капитальных затрат выполняется на основе математических моделей затрат, коэффициенты которых получены путем аппроксимации реальных стоимостных показателей оборудования и компонентов МВЭС, в число которых входят ветроустановки, фундаменты, кабели, трансформаторы и оборудование подстанций, а также затраты на установку. Подробные модели

оценки затрат и электрических потерь в компонентах МВЭС были представлены в работах [130-132], которые являются основой для разработки настоящей методики.

Поскольку стоимость фундаментов ВЭУ сильно зависит от рельефа дна в месте установки, для точной оценки затрат необходима детальная батиметрия участка морского дна в окрестности площадки строительства МВЭС. Оценка глубины в месте установки ВЭУ, выполняется с использованием трехмерной модели рельефа морского дна, реализованной на основе базы данных батиметрии GEBCO (Международной гидрографической организации и Межправительственной океанографической комиссии) [133]. Набор данных представлен массивом высотных отметок с привязкой к координатной сетке с шаговым интервалом в 15 угловых секунд (0,0042 десятичных градуса) по широте и долготе (значения уровней вне узловых точек сетки определяются путем кубической интерполяции).

В качестве показателей, определяющих технико-экономическую эффективность МВЭС, применяются коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) и нормированная себестоимость производства электроэнергии [34].

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), который представляет собой отношение между фактической выработкой электроэнергии ВЭС к количеству электроэнергии при работе ВЭС на уровне установленной мощности в течение того же периода времени:

$$КИУМ = \frac{AEP}{\sum_{t=1}^{N_{wt}} P_{wt(t)} \cdot 8760}, \quad (3.1)$$

где $P_{wt(i)}$ – номинальная мощность ВЭУ, кВт; N_{wt} – количество ветроустановок в составе ветроэлектростанции; AEP – годовая выработка электроэнергии, кВтч.

Нормированная себестоимость произведенной единицы электроэнергии рассчитывается как отношение дисконтированных капиталовложений и эксплуатационных издержек в течение срока службы к годовому объему производства электроэнергии:

$$LCOE = \sum_{t=0}^T \frac{CAPEX(t) + OPEX(t)}{(1+r)^t} \bigg/ \sum_{t=0}^T \frac{AEP}{(1+r)^t}, \quad (3.2)$$

где $LCOE$ – нормированная себестоимость производства электроэнергии, у.е./кВтч; $CAPEX(t)$ – первоначальные капитальные вложения в год t , у.е; $OPEX(t)$ – эксплуатационные издержки, у.е; r – ставка дисконтирования, T – расчетный срок эксплуатации ВЭС, лет.

3.2 Методика расчета производительности ВЭС

В процессе преобразования энергии воздушного потока ветряная турбина извлекает механическую энергию из кинетической энергии ветра, что вызывает изменение параметров потока и появление области аэродинамического следа, пограничный слой которого расширяется по мере удаления потока от ротора турбины. Попадание других турбин в область высокой турбулентности воздушных масс, снижает выработку электроэнергии вследствие падения скорости ветра в области следа.

Согласно теории одномерного приводного диска идеальной ветроустановки, ротор представляет собой идеальный проницаемый диск, который действует как сила сопротивления на пути движения воздушного потока, замедляя его скорость от V_0 до V_d в плоскости диска. По мере удаления от диска, продольная составляющая скорости непрерывно уменьшается до V_w в дальней зоне аэродинамического следа. Вблизи по потоку от ротора происходит небольшое повышение давления от атмосферного уровня p_0 до p_u перед скачкообразным падением до значения p_d на роторе. По мере удаления от ротора давление постепенно восстанавливается до атмосферного уровня p_0 [134].

Характер изменения параметров давления и продольной составляющей скорости графически показан на рисунке 3.2.

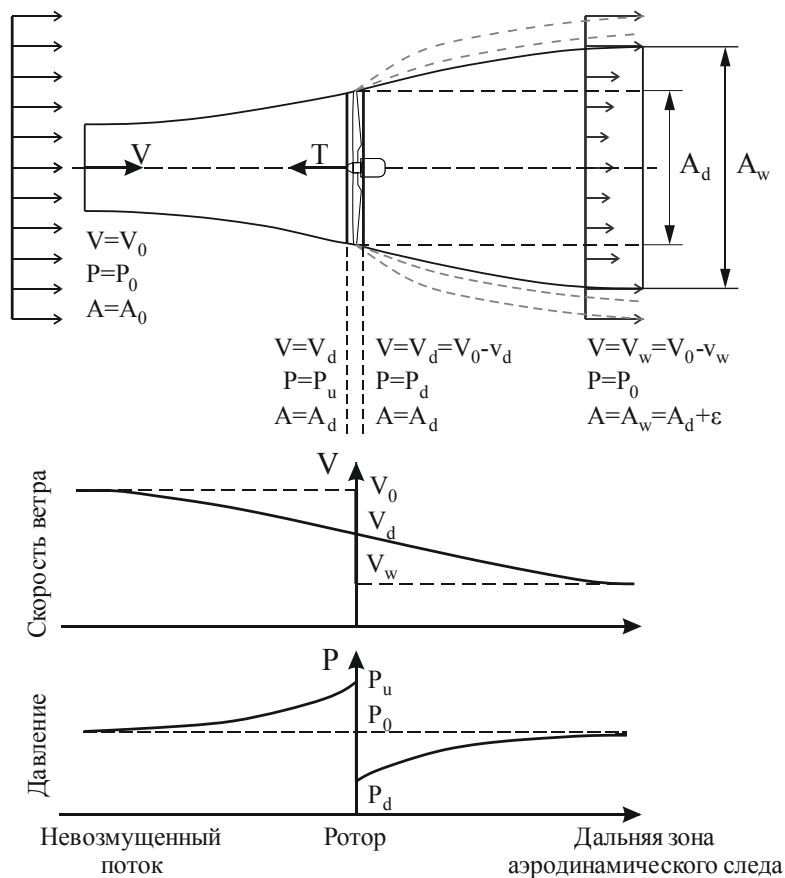


Рисунок 3.2 – Иллюстрация линии воздушного потока, а также продольной составляющей скорости (V) и атмосферного давления (P) перед ветроколесом и в уходящем потоке

В прикладных задачах моделирования аэродинамики ветроустановок и прогнозирования выработки электроэнергии применяются специальные модели аэродинамического следа, которые в целом можно разделить на две категории: аналитические (кинематические) модели и модели поля [135].

Модели поля основаны на применении методов гидродинамического моделирования и дифференциальных уравнений Навье-Стокса [136]. Используя данные методы можно произвести детальное моделирование аэродинамического следа и оценить характеристики потока в любой его точке, однако ввиду значительной математической сложности и вычислительных затратах, такие модели практически не применимы в решении задач связанных с моделированием и оптимизацией крупных ветропарков. К числу таких моделей относятся, модель Ainslie [137] на основе осредненных по Рейнольдсу уравнениях Навье-Стокса (RANS), а также метод моделирования крупных вихрей (LES) [138].

Графическая визуализация аэродинамического следа ВЭУ моделирование, которого выполняется при помощи моделей на основе методов гидродинамического моделирования, показана на рисунке 3.3.

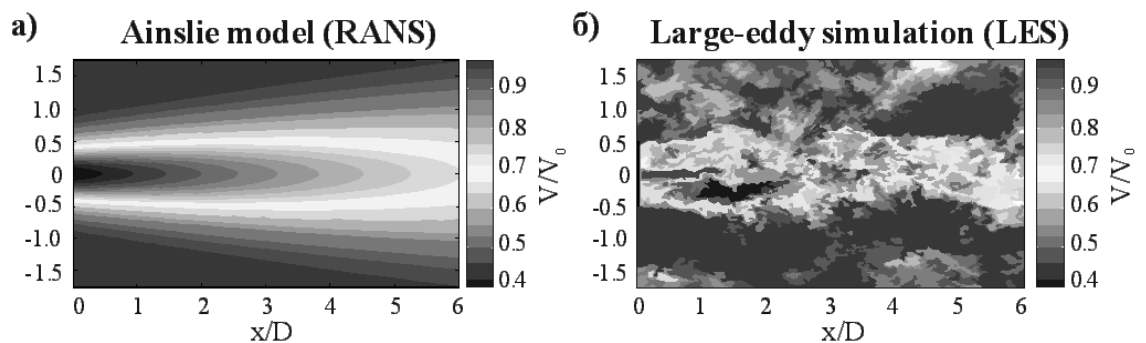


Рисунок 3.3 – Визуализация аэродинамического следа моделируемого посредством: а – модели на основе RANS (Ainslie), б – метода крупных вихрей (LES) [139]

Ко второму классу относятся аналитические (кинематические) модели, позволяющие оценить падение скорости ветра в области аэродинамического следа на определенном расстоянии от его источника [140,141]. На основе анализа исследований выявлено, что в большинстве методик оптимизации МВЭС для оценки взаимовлияния ветроустановок, используется модель аэродинамического следа Jensen (раздел 1.6.1, рисунок 1.18). Это относительно простая модель, которая предполагает, что область аэродинамического следа линейно расширяется и падение скорости ветра зависит только от расстояния позади ротора турбины-источника. Невысокая математическая сложность данной модели позволяет использовать ее в задачах поиска оптимальной компоновки МВЭС с использованием метаэвристических алгоритмов, предполагающих перебор множества вариантов на каждой итерации, что требует многократного пересчета влияния аэродинамического эффекта на турбины.

3.2.1 Описание моделей аэродинамического следа

В процессе разработки расчетной модели технико-экономических параметров МВЭС, апробированы несколько аналитических моделей аэродинамического следа, в числе которых: модель Jensen/Katic [142,143], модель Frandsen [0], модифицированная модель Jensen с радиальным гауссовым профилем (Jensen-Gaussian) [145] и модель Larsen [146].

1) Модель Jensen-Katic

Модель предполагает линейное расширение аэродинамического следа за ветроколесом турбины, причем падение скорости ветра зависит только от расстояния вниз по потоку от ветроколеса.

Схематичное представление аэродинамического следа за ВЭУ при использовании модели Jensen показано на рисунке 3.4.

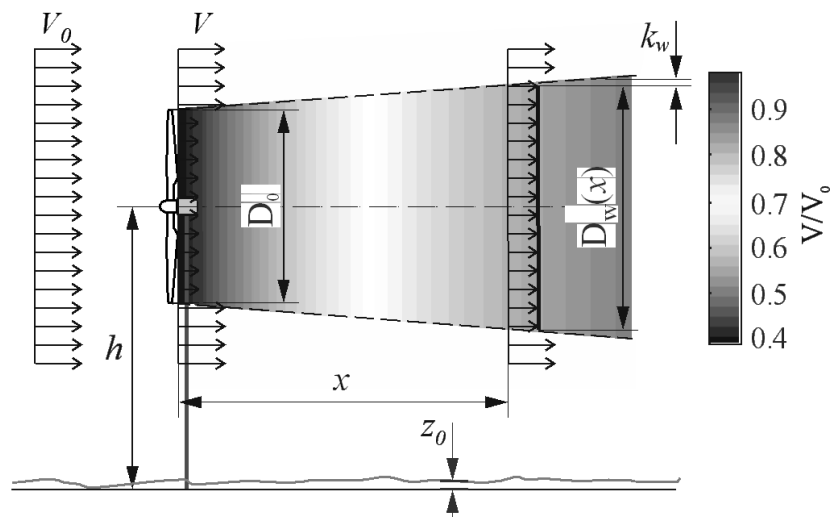


Рисунок 3.4 – Схематическое представление распространения аэродинамического следа с использованием модели Jensen

Аэродинамический след моделируется областью конической формы, диаметр поперечного сечения (D_w) которой, линейно расширяется по мере удаления от ветроколеса на расстояние (x):

$$D_w(x) = D_0 + 2k_w x, \quad (3.3)$$

где D_0 – диаметр области аэродинамического следа в начальной точке (диаметр ротора турбины-источника), м; k_w – коэффициент расширения области аэродинамического следа; x – осевое расстояние за турбиной по направлению движения воздушного потока.

Падение скорости ветра в области аэродинамического следа ΔV зависит только от осевого расстояния (x) и вычисляется по формуле:

$$\Delta V(x) = \frac{2\alpha}{(1 + 2k_w \cdot x / D_0)^2} = 1 - \sqrt{1 - C_t} \left(D_0 / D_w \right)^2, \quad (3.4)$$

где $\alpha = (1 - \sqrt{1 - C_t}) / 2$ – осевой индуктивный фактор (axial induction factor); C_t – коэффициент осевой тяги (thrust coefficient).

Коэффициент расширения области следа k_w определяет его скорость рассеивания и зависит от интенсивности атмосферной турбулентности, которая в свою очередь зависит от высоты над уровнем поверхности h и шероховатости z_0 . Приближенный расчет, также может быть выполнен по следующей формуле [141]:

$$k_w \approx 0,4 \cdot I_0, \quad (3.5)$$

где I_0 – интенсивность турбулентности свободного воздушного потока (2.22).

Рекомендуемые значения коэффициента (k_w) для морских ветроустановок лежат в пределах $k_w=0,04-0,05$ и для наземных $k_w=0,075$ [147].

2) Модель Frandsen

Модель основана на использовании теории сохранения импульса и предполагает постоянное распределение скорости ветра по радиальному расстоянию от оси аэродинамического следа, как и в модели Jensen. Отличие заключается в том, что в данной модели более детально учитывается изменение диаметра области аэродинамического следа, который первоначально расширяется у ротора ветряной турбины, а за ветроколесом моделируется нелинейным расширением области следа (рисунок 3.5).

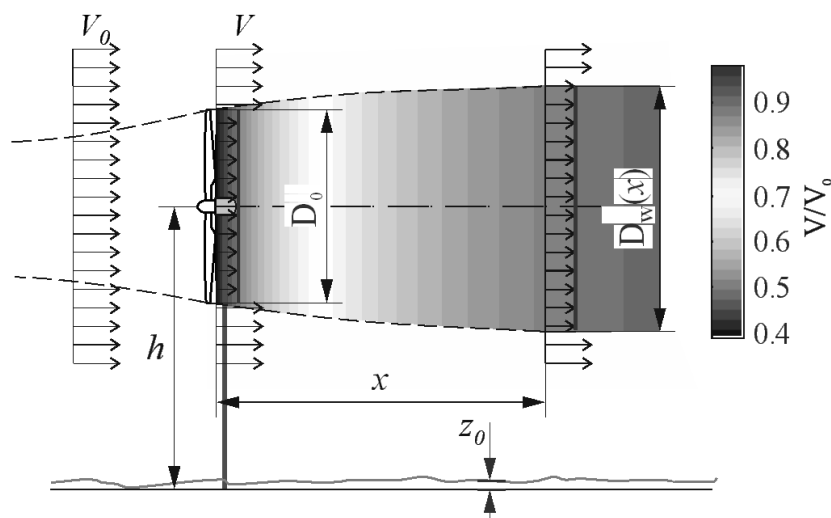


Рисунок 3.5 – Модель аэродинамического следа Frandsen

Потеря скорости ветра ΔV и диаметр расширения аэродинамического следа D_w , выражаются следующим образом:

$$D_w(x) = D_0 \left(\beta^{k/2} + \alpha \cdot x / D_0 \right)^{1/k}, \quad (3.6)$$

$$\Delta V(x) = 0,5 - 0,5 \sqrt{1 - 2 \left(D_w / D_0 \right)^2 C_t}, \quad (3.7)$$

где D_0 – диаметр ветроколеса, м; β – коэффициент расширения аэродинамического следа; α – коэффициент рассеивания следа; x – расстояние от ветроколеса турбины-источника по направлению движения потока, м.

Коэффициенты, определяющие характеристики рассеивания аэродинамического следа

определяются по следующим формулам:

$$\beta = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 + \sqrt{1 - C_t}}{\sqrt{1 - C_t}}, \quad (3.8)$$

$$\alpha = \beta^{k/2} \left[(1 + 2k_w \cdot x/D_0)^k - 1 \right] \cdot (x/D_0)^{-1}, \quad (3.9)$$

где k – параметр, определяющий форму области аэродинамического следа ($k=2-3$); C_t – коэффициент тяги; k_w – коэффициент расширения области аэродинамического следа для модели Jensen.

3) Модель Jensen-Gaussian

Модель является модификацией линейной модели Jensen и позволяет рассчитать распределение скорости ветра в радиальном направлении внутри области аэродинамического следа, что не учитывается в классической модели. Предполагается, что радиальный профиль потери скорости ветра в области аэродинамического следа имеет гауссово распределение, что можно видеть на схеме, показанной на рисунке 3.6.

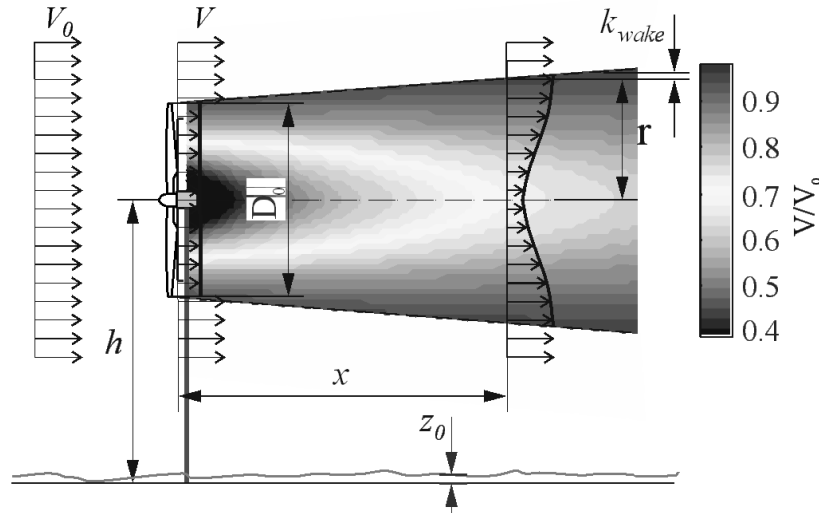


Рисунок 3.6 – Модель Jensen-Gaussian

Диаметр области аэродинамического следа (3.10) и относительное падение скорости ветра (3.11), зависящая от осевого расстояния (x) и радиального расстояния (r) от центра ветроколеса, рассчитываются по формулам:

$$D_w = D_0 + 2k_{wake}(k, C_t, I_a)x, \quad (3.10)$$

$$\begin{cases} \Delta V_1(x) = (1 - \sqrt{1 - C_t})(D_0/D_w)^2 \\ \Delta V(x, r) = \Delta V_1 \cdot \frac{5,16}{\sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left(\frac{-r^2}{2(R_w/2,58)^2}\right), \end{cases} \quad (3.11)$$

где D_0 – начальный диаметр следа, м; k_{wake} – постоянная рассеивания аэродинамического следа, которая заменяет постоянную (k_w) модели Jensen (3.5).

Параметр k_{wake} рассчитывается с учетом интенсивности атмосферной турбулентности, а

также турбулентности, вызванной аэродинамическим следом:

$$k_{wake} = k_w (I_{wake} / I_0),$$

где k_w – коэффициент затухания следа для модели Jensen; I_0 – коэффициент интенсивности атмосферной турбулентности; I_{wake} – коэффициент интенсивности турбулентности в области аэродинамического следа, оценка которого может быть выполнена посредством моделей, расчетные формулы которых приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Формулы оценки коэффициента интенсивности турбулентности [145]

№	Модель	Расчетная формула
1	Crespo-Hernandez	$I_{wake} = \sqrt{I_0^2 + I_+^2}$, $I_+ = 0,73a^{0,8325} I_0^{0,0325} (x/D)^{-0,32}$
2	Frandsen	$I_{wake} = \sqrt{K_n (C_t / (x/D)^2) + I_0^2}$,
3	Tian et al	$I_{wake} = K_n (C_t / (x/D)^2) + I_0$,
4	Gao et al.	$I_{wake} = (K_n (C_t / (x/D)^{0,5}) + I_0^{0,5})^2$,
5	Quarton-Ainslie	$I_{wake} = \sqrt{I_0^2 + I_+^2}$, $I_+ = 4,8 \cdot C_t^{0,7} I_0^{0,68} 1 / (x/D)^{-0,57}$

Примечание: K_n – константа, зависящая от размера ветропарка ($K_n \approx 0,4$ для крупных ветропарков [147]).

4) Модель Larsen

Модель основана на аналитическом решении уравнений Навье-Стокса (RANS) с использованием уравнений турбулентного пограничного слоя Прандтля. В настоящем исследовании использовалась модель первого порядка, схема которой показана на рисунке 3.7.

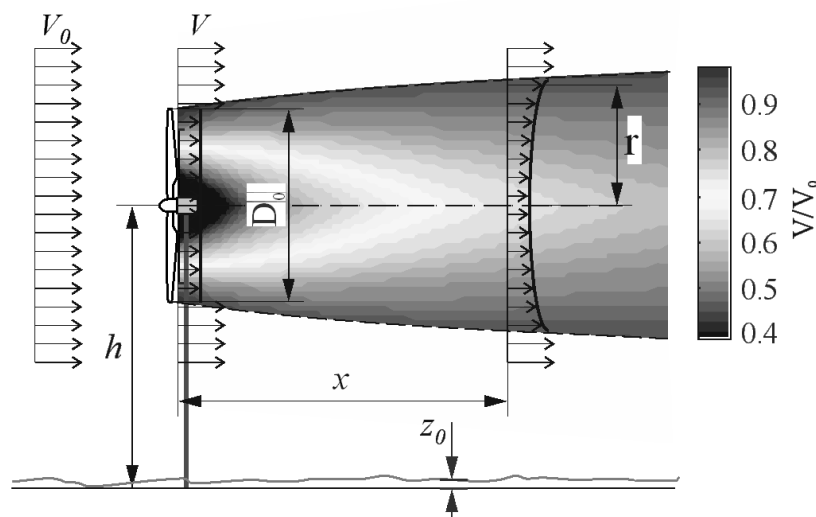


Рисунок 3.7 – Модель аэродинамического следа Larsen

Диаметр области аэродинамического следа и относительное падение скорости воздушного потока на расстоянии (x) по направлению движения воздушного потока и радиального расстояния (r) от центра оси ветроколеса, описываются следующими зависимостями:

$$D_w(x) = 2 \left(\frac{105c_1^2}{2\pi} \right)^{1/5} [C_t A_0 (x + x_0)]^{1/3}, \quad (3.12)$$

$$\Delta V(x, r) = \frac{1}{9} [C_t A_0 (x + x_0)^{-2}]^{1/3} \left\{ r^{3/2} [3c_1^2 C_t A_0 (x + x_0)]^{-1/2} - \left(\frac{35}{2\pi} \right)^{3/10} (3c_1^2)^{-1/5} \right\}^2, \quad (3.13)$$

где $A_0 = (\pi D_0^2)/4$ – площадь ометаемой поверхности ветроколесом ВЭУ, м²; c_1 – параметр, характеризующий безразмерную длину пути турбулентного смешения, которая связана с длиной пути смешения по Прандтлю; x_0 – относительное положение ротора в применяемой системе координат; V_0 – скорость свободного воздушного потока, м/с; x – осевое расстояние, м; r – радиальное расстояние от центра ротора ВЭУ, м.

Параметры модели c_1 и x_0 рассчитываются по следующим выражениям:

$$c_1 = \left(\frac{\sqrt{\beta} D_0}{2} \right)^{5/2} \left(\frac{105}{2\pi} \right)^{-1/2} (C_t A_0 x_0)^{-5/6}, \quad (3.14)$$

$$x_0 = \frac{9,6 D_0}{\left(\frac{2R_{9,6}}{\beta D_0} \right)^3 - 1}, \quad (3.15)$$

где D_0 – диаметр ветроколеса турбины-источника, м; β – коэффициент расширения аэродинамического следа; A_0 – ометаемая площадь ветроколеса, м²; $R_{9,6}$ – радиус аэродинамического следа на расстоянии 9,6 диаметров ротора, м.

Радиус области аэродинамического следа на расстоянии 9,6D от турбины источника определяется следующим приближением:

$$R_{9,6} = \alpha_1 \exp(\alpha_2 C_t^2 + \alpha_3 C_t + \alpha_4) \cdot (b_1 \cdot I_0 + 1) D_0, \quad (3.16)$$

где I_0 – интенсивность турбулентности свободного потока; $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4, b_1$ – эмпирически определенные коэффициенты модели ($\alpha_1=0,435449861$, $\alpha_2=0,797853685$, $\alpha_3=-0,124807893$, $\alpha_4=0,136821858$, $b_1=15,6298$) [146]

3.2.2 Оценка совокупного взаимовлияния ветроустановок в ветропарке

При выполнении расчета производительности МВЭС необходимо оценивать падение скорости ветра перед ветроколесом каждой ВЭУ с учетом совокупного воздействия остальных турбин, расположенных выше по направлению движения воздушного потока. При изменении угла направления ветра, система ориентирования ВЭУ будет выполнять поворот оси ветроколеса в сторону с наибольшей скоростью. При этом аэродинамический след за каждой турбиной также поменяет свою траекторию, что в итоге приведет к иной схеме затенения и изменению производительности МВЭС.

На рисунке 3.8 продемонстрировано изменение траекторий аэродинамических следов ветроустановок при изменении угла направления воздушного потока.

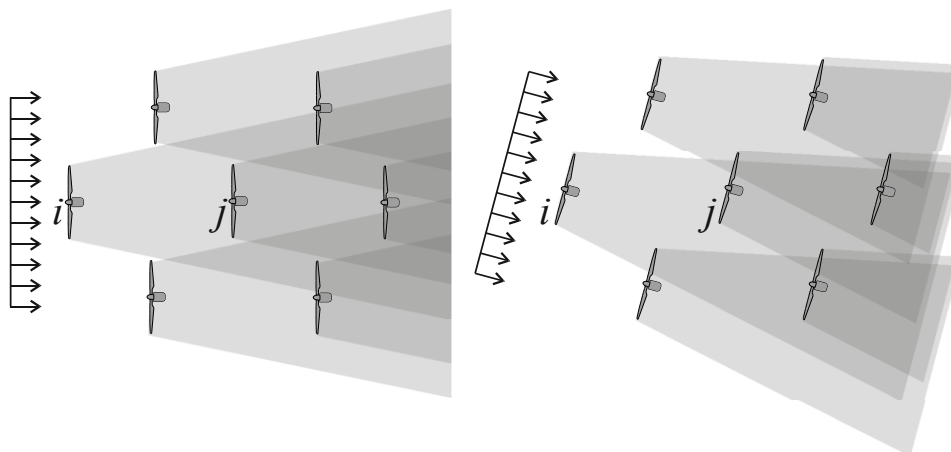


Рисунок 3.8 – Изменение комбинации траекторий аэродинамического следа турбин при изменении угла направления ветра

Для упрощения расчета, принимается, что вектор направления ветра является неподвижным, а при изменении его направления, трансформируется схема компоновки турбин, путем поворота множества координат расположения ВЭУ (x, y) на угол θ_d , противоположный углу направления:

$$\begin{aligned} x' &= x \cdot \cos \theta_d - y \cdot \sin \theta_d \\ y' &= x \cdot \sin \theta_d + y \cdot \cos \theta_d \end{aligned} \quad (3.17)$$

где (x', y') – координаты точек мест расположения ВЭУ, трансформированные с учетом угла направления ветра θ_d ; (x, y) – координаты точек расположения ВЭУ при направлении ветра $\theta_d = 0$; θ_d – угол поворота осей координат, противоположный расчетному направлению скорости ветра, рад.

Для определения степени затенения ветроколеса, необходимо выявить какие турбины попадают в область аэродинамического следа, и определить площадь участка затенения (рисунок 3.9).

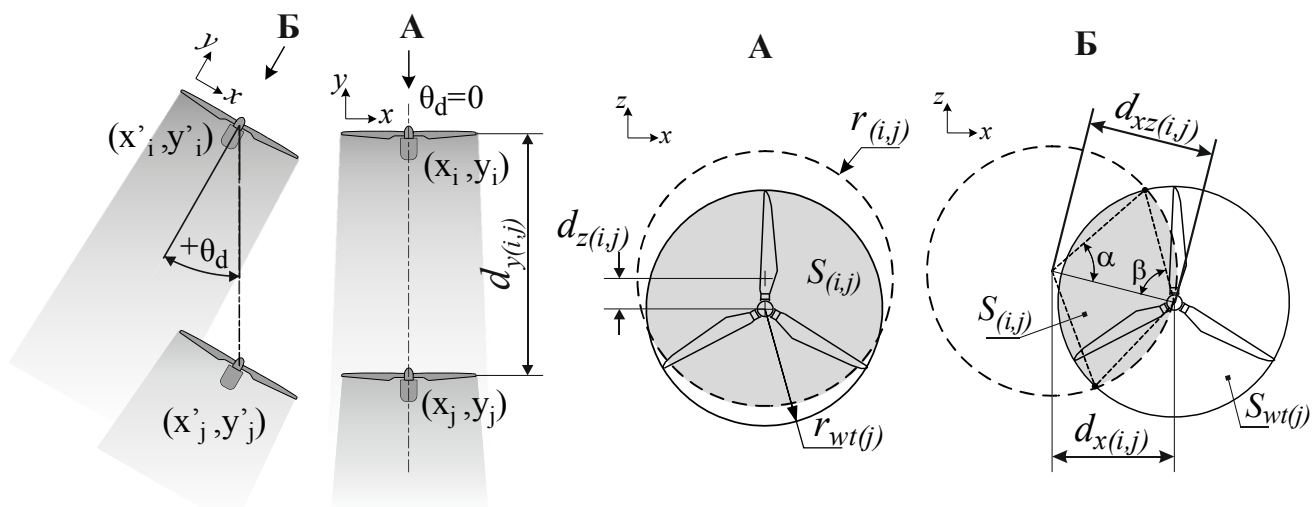


Рисунок 3.9 – Расчет площади затенения ветроколеса турбины при изменении направления ветра: А – в случае частичного затенения по оси z ; Б – в случае частичного затенения по осям x и z

Если осевое расстояние $d_{y(i,j)} = (y_i' - y_j')$ между ветроустановками по направлению воздушного потока имеет отрицательное значение или равно нулю, турбина (j) находится в одном ряду или выше по направлению потока и не попадает в область аэродинамического следа i -ой турбины. В случае если $d_{y(i,j)} > 0$, тогда j -тая турбина находится ниже по потоку и требуется определить степень затенения ветроколеса.

Если радиальное межосевое расстояние, которое рассчитывается как $d_{xz(i,j)} = \sqrt{(x_i' - x_j')^2 + (z_i' - z_j')^2}$, равно нулю, то имеет место случай полного затенения, тогда площадь участка перекрытия равна площади ометаемой ветроколесом поверхности, т.е. $S_{(i,j)} = \pi r_{wt(j)}^2$, где $r_{wt(j)}$ – радиус ротора ВЭУ на которую действует аэродинамический след, м.

Частичное затенение, может возникнуть при смещении центра области аэродинамического следа i -ой турбины и центра ветроколеса j -той турбины по оси x или z .

Если выполняется условие $r_{(i,j)} - r_{wt(j)} < d_{xz(i,j)} < r_{(i,j)} + r_{wt(j)}$, тогда только часть ротора j -той турбины перекрыта аэродинамическим следом, площадь которой вычисляется по следующим формулам:

$$S_{(i,j)} = (r_{(i,j)}^2 (\beta - \sin \beta) + r_{wt(j)}^2 (\alpha - \sin \alpha)) / 2,$$

$$\alpha = 2 \cdot \arccos((r_{wt(j)}^2 + d_{xz(i,j)}^2 - r_{(i,j)}^2) / (2 \cdot r_{wt(j)} \cdot d_{xz(i,j)})),$$

$$\beta = 2 \cdot \arccos((r_{(i,j)}^2 + d_{xz(i,j)}^2 - r_{wt(j)}^2) / (2 \cdot r_{(i,j)} \cdot d_{xz(i,j)})),$$

где $r_{(i,j)} = D_w/2$ – радиус области аэродинамического следа, м.

Расчет совокупной потери скорости ветра с учетом наложения турбулентных потоков выполняется путем суммирования относительного падения скорости ветра в области каждого аэродинамического следа, в зону действия, которого попадает ветроколесо турбины.

Суммарная потеря скорости ветра может быть рассчитана посредством нескольких методов: геометрической суммы, линейной суммы, энергетического баланса и суммы квадратов [148], расчетные формулы, которых сведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Методы расчета совокупной потери скорости ветра

№	Метод суммирования	Расчетная формула
1	Геометрическая сумма	$v_{n+1}/V_0 = \prod_{j=1}^N v_{j+1}/v_j$
2	Линейная сумма	$(1 - v_{n+1}/V_0) = \sum_{j=1}^N (1 - v_{j+1}/v_j)$
3	Энергетический баланс	$(V_0^2 - v_{n+1}^2) = \sum_{j=1}^N (v_j^2 - v_{j+1}^2)$
4	Сумма квадратов	$(1 - v_{n+1}/V_0)^2 = \sum_{j=1}^N (1 - v_{j+1}/v_j)^2$

Примечание: V_0 – скорость невозмущенного воздушного потока, м/с; N – количество ВЭУ в ветропарке; v_{n+1} – скорость воздушного потока, набегающего на ротор n -той ВЭУ в ветропарке; v_{j+1}/v_j – относительная потеря скорости ветра на j -той ВЭУ в ветропарке.

С использованием метода суммы квадратов абсолютная скорость воздушного потока перед ветроколесом i -ой турбины ветропарка с учетом площади затенения рассчитывается по следующей формуле:

$$V_i(x, y, V_0, \theta_d) = V_0 \left[1 - \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} \Delta V^2 \cdot \left(\frac{S_{(i,j)}}{\pi r_{wt(j)}^2} \right)} \right], \quad (3.18)$$

где V_0 – скорость свободного воздушного потока, м/с; ΔV – относительное падение скорости ветра перед ветроколесом турбины; N_{wt} – количество ВЭУ.

3.2.3 Расчет годовой выработки электроэнергии и электрических потерь

Расчетная величина среднегодового объема электроэнергии генерируемой комплексом ветроустановок при заданном статистическом распределении скорости ветра по направлениям определяется путем суммирования выходных мощностей каждой турбины при расчетной скорости ветра по следующей формуле:

$$AEP = \sum_{i=1}^{N_{wt}} \sum_{d=1}^{N_{wd}} \sum_{s=1}^{N_{ws}} P_{wt(i)} [V_i(x, y, v_s^h, \theta_d)] \cdot f(v_s^h, \theta_d) \cdot T, \quad (3.19)$$

где AEP – среднегодовой объем выработки электроэнергии ветроустановками МВЭС с учетом потерь мощности вызываемых фактором аэродинамического затенения, Втч; $P_{wt(i)}$ – выходная мощность генерируемая i -ой ВЭУ в ветропарке, Вт; $V_i(x, y, v_s^h, \theta_d)$ – скорость ветра на высоте оси ветроколеса турбины с учетом потерь вызываемых аэродинамическим эффектом при заданном направлении ветра, м/с; v_s^h – средняя скорость ветра на уровне центра оси ротора, м/с; f – функция плотности распределения вероятностей по градациям скорости v_s^h направления θ_d ветра на высоте оси ветроколеса; N_{ws} – число градаций скорости ветра; N_{wd} – число секторов гистограммы направления ветра; N_{wt} – количество ВЭУ в ветропарке; T – расчетное число часов.

Расчет выходной мощности ВЭУ при заданной скорости ветра осуществляется с применением полиномиальной «кубической» модели [149], позволяющей выполнить построение энергетической характеристики ВЭУ по паспортным характеристикам ветрогенератора: номинальной мощности турбины и диапазону рабочих скоростей ветра. Расчетная модель энергетической характеристики имеет следующий вид:

$$P_{wt}(V) = \begin{cases} 0 & V < V_{min}; V > V_{max} \\ (P_{WTrat} \cdot (V^3 - V_{min}^3) / (V_{rat}^3 - V_{min}^3)) \cdot \rho / \rho_{STC} & V_{min} < V < V_{rat} \\ P_{WTrat} & V_{rat} < V < V_{max} \end{cases}, \quad (3.20)$$

где $P_{wt}(V)$ – выходная мощность ВЭУ при скорости ветра V ; P_{WTrat} – номинальная мощность ВЭУ, Вт; V_{min} , V_{rat} , V_{max} – минимальная, номинальная и максимальная рабочие скорости ВЭУ, м/с; ρ – плотность воздуха на уровне оси ветроколеса, кг/м³; ρ_{STC} – плотность воздуха на уровне моря при стандартном давлении $1013,25 \cdot 10^2$ Па (~760 мм рт.ст.) и температуре 15°C ($\rho_{STC}=1,225$), кг/м³ [0].

Коэффициент осевой тяги ВЭУ зависит от аэродинамических характеристик, определяемых конструктивными особенностями ротора, и приводится в виде зависимости от скорости ветра. Для оценочного расчета коэффициента осевой тяги можно воспользоваться эмпирической формулой, позволяющей рассчитать данный параметр ВЭУ от скорости ветра [150,151]:

$$C_t(V) = \begin{cases} 0 & V < V_{min}; V > V_{max} \\ \frac{3,5(2V-3,5)}{V^2} & V_{min} < V < V_{max} \end{cases}, \quad (3.21)$$

где $C_t(V)$ – коэффициент осевой тяги ВЭУ при расчетной скорости ветра.

Потери мощности в кабельной системе сбора и экспортирующих кабелях рассчитываются по величине потока мощности на каждом участке электрической сети ВЭС. Расчет потоков мощности на участках сети выполняется приближенно, путем суммирования мощностей в генерирующих узлах сети, величина которых определяется по средней мощности каждой ветроустановки, вырабатываемой за расчетный период:

$$\Delta P_{MV/HV} = 3 \sum I_{(i,j)}^2 \cdot R_{AC(i,j)} l_{(i,j)} \cdot n_{cl}^{-1}, \quad (3.22)$$

где $\Delta P_{MV/HV}$ – потери мощности в кабелях среднего/высокого напряжения, Вт; $I_{(i,j)}$ – расчетный ток на участке кабельной линии соединяющей турбинам (i,j) , А; $R_{AC(i,j)}$ – удельное сопротивление жилы кабеля переменному току на участке сети (i,j) , Ом/км; $l_{(i,j)}$ – протяженность участка кабельной линии, км.; n_{cl} – число параллельных кабельных линий.

Потери мощности в силовых трансформаторах рассчитываются по паспортным данным (потерям холостого хода и короткого замыкания) с учетом их загрузки:

$$\Delta P_T = n_T \cdot \Delta P_{oc} + n_T^{-1} \cdot k_T \cdot \Delta P_{sc}, \quad (3.23)$$

где ΔP_T – потери мощности в силовых трансформаторах, Вт; n_T – количество параллельно работающих трансформаторов; k_T – коэффициент загрузки трансформаторов; ΔP_{oc} – потери холостого хода, Вт; ΔP_{sc} – потери короткого замыкания, Вт.

С учетом потерь мощности в кабельной системе сбора мощности (среднего напряжения) и кабельных линиях передачи электроэнергии до береговой трансформаторной подстанции величина среднегодовой выработки электроэнергии переданной в электрическую сеть энергосистемы рассчитывается следующим образом:

$$AED = AEP - (\Delta P_{MV} + \Delta P_T + \Delta P_{HV}) \cdot T, \quad (3.24)$$

где AED – суммарное количество электроэнергии, вырабатываемой ветроустановками и переданное в электрическую сеть, кВт·ч; ΔP_{MV} , ΔP_{HV} – среднегодовые потери мощности в кабелях среднего напряжения (система сбора мощности) и экспортирующих кабельных линиях, кВт; ΔP_T – среднегодовые потери мощности в силовых трансформаторах, кВт; T – среднегодовое число часов работы МВЭС.

3.3 Методика оценки капитальных затрат на оборудование МВЭС

Общий объем инвестиционных затрат на морскую ВЭС включает в себя стоимость ветроустановок, основного и вспомогательного оборудования морской трансформаторной подстанции (МТП), затрат на кабели сбора и передачи мощности с учетом стоимости монтажа и транспортировки, а также коммутационное оборудование и распределительные устройства.

Сумма капитальных затрат на проектирование и строительство МВЭС рассчитывается следующим образом:

$$CAPEX = (C_{wt} + C_{cs} + C_{is} + C_{ts} + C_{rpr} + C_{se}) + C_D, \quad (3.25)$$

где C_{wt} – капитальные затраты на ветроустановки, тыс.евро; C_{cs} – капитальные затраты на систему сбора мощности, тыс.евро; C_{is} – стоимость системы преобразования электроэнергии и интеграции с электрической сетью энергосистемы, тыс.евро; C_{ts} – стоимость системы передачи мощности, тыс.евро; C_{rpr} – капитальные затраты на оборудование компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения, тыс. евро; C_{se} – затраты на систему диспетчерского контроля и управления, тыс.евро; C_D – затраты на разработку проекта, тыс.евро.

Затраты на проектирование могут быть оценены по установленной мощности МВЭС по следующей формуле:

$$C_D = n_{wt} \cdot P_{wt} \cdot c_{pd}, \quad (3.26)$$

где P_{wt} – номинальная мощность ВЭУ, МВт; n_{wt} – количество ВЭУ в ветропарке; c_{pd} – доля затрат на проектирование и разработку проектной документации (принимается равной $c_{pd} \approx 46,8$ [130]), тыс.евро/МВт.

Стоимостные коэффициенты всех приведенных в работе моделей оценки затрат, приведены к стоимостным показателям 2009 года с учетом курса евро [152]. Пересчет суммы капитальных затрат с учетом года введения в эксплуатацию МВЭС выполняется с учетом коэффициента инфляции целевой валюты для соответствующего года [153]:

$$CAPEX(t_2) = CAPEX \cdot (1+i)^{(t_1-t_2)}, \quad (3.27)$$

где $CAPEX(t_2)$ – капитальные затраты приведенные к году t_2 ; $CAPEX$ – капитальные затраты приведенные к базисному году t_1 ; i – индекс инфляции денежной единицы, %.

1) Расчет затрат на ветроэнергетические установки

Затраты на ветроустановки и опорные конструкции с учетом транспортировки и монтажа, рассчитываются по следующей формуле:

$$C_{wt} = k_{wt} \cdot n_{wt} \cdot c_{wt} + k_f \cdot n_{wt} \cdot c_f, \quad (3.28)$$

где C_{wt} – суммарные затраты на ВЭУ, тыс.евро; c_{wt} – стоимость ВЭУ, тыс.евро.; c_f – стоимость опорной конструкции ВЭУ, тыс.евро; k_{wt} – коэффициент учитывающий долю затрат на транспортировку и сборку ВЭУ ($k_{wt} \approx 0,1$); k_f – коэффициент, учитывающий долю затрат на транспортировку и установку опорных конструкций турбин ($k_f \approx 0,5c_f$).

Стоимость ветроэнергетических установок может быть определена по следующим формулам:

– номинальная мощность $P_{wt} = 0,5\text{--}2,5 \text{ МВт}$ [131]

$$c_{wt} = 1,06 \cdot 10^3 \cdot \ln(P_{wt}) - 184, \quad (3.29)$$

– номинальная мощность $P_{wt} = 2\text{--}5 \text{ МВт}$ [130]

$$c_{wt} = 2,95 \cdot 10^3 \cdot \ln(P_{wt}) - 375,2, \quad (3.30)$$

где c_{wt} – стоимость ВЭУ, тыс.евро; P_{wt} – номинальная мощность ВЭУ, МВт.

Удельная стоимость опорных конструкций, может быть рассчитана с использованием нескольких моделей затрат, представляющих собой зависимости от глубины в месте установки, а также характеристик ВЭУ. Расчетные формулы приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Формулы для расчета стоимости опорных конструкций различных типов

№	Тип опорной конструкции	Расчетная формула	Единица стоимости	Источник
1	Гравитационный	$c_f^g = 3,114 \cdot h_d + 434,7$	тыс.евро/МВт	[154]
2	Моносвая	$c_f^m = 5,382(h_d - 5) + 306,77$	тыс.евро/МВт	[130]
3		$c_f^m = 480P_{wt} (1 + 0,02(h_d - 8)) \cdot (1 + 0,8 \cdot 10^{-6}(h_{wt}r_{wt}^2 - 10^5))$	тыс.евро/ВЭУ	[130,155]
5	Каркас	$c_f^{jacket} = P_{wt} (0,5h_d^2 - 35h_d + 2500) \cdot (1/7,5)$	тыс.евро/ВЭУ	[132]

Примечание: h_d – глубина в месте установки фундамента, м; P_{wt} – номинальная мощность ВЭУ, МВт; h_{wt} – высота мачты ВЭУ, м; r_{wt} – радиус ветроколеса ВЭУ, м.

2) Капитальные затраты на кабельную систему сбора мощности

Суммарная стоимость кабелей системы сбора мощности с учетом затрат на транспортировку и монтажные работы рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{cs} = \sum_{A \in (i,j,k)} [(c_{cl}^k + c_{i,cl}) \cdot l_{(i,j)}], \quad (3.31)$$

где C_{cs} – суммарные затраты на кабели, их транспортировку и монтаж, тыс.евро; c_{cl}^k – удельная стоимость кабеля сечения k , тыс.евро/км; $c_{i,cl}$ – стоимость транспортировки и укладки кабеля ($c_{i,cl} \approx 365$ – для кабелей среднего напряжения и $c_{i,cl} \approx 720$ – для высоковольтных кабелей), тыс.евро/км.; $l_{(i,j)}$ – длина участка КЛ, км.

Удельная стоимость кабелей может быть рассчитана с использованием стоимостной модели, учитывающей зависимость стоимости от допустимого длительного тока:

– расчетная формула удельной стоимости кабелей переменного тока

$$c_{cl(AC)} = A + B \cdot \exp(C \cdot I_{rat} \cdot 10^{-5}), \quad (3.32)$$

– расчетная формула удельной стоимости кабелей постоянного тока

$$c_{cl(DC)} = A + B \cdot I_{rat}, \quad (3.33)$$

где $c_{cl(AC)}$ – удельная стоимость кабелей переменного тока, тыс.евро/км; $c_{cl(DC)}$ – удельная стоимость кабелей постоянного тока, тыс.евро/км; A, B, C – коэффициенты модели регрессии, зависящие от номинального напряжения и типа кабеля; I_{rat} – допустимый длительный ток кабеля, А.

Коэффициенты приведенных расчетных формул для кабелей различного номинального напряжения приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Стоимостные коэффициенты модели оценки стоимости кабелей переменного и постоянного тока для различных классов напряжения [131]

Напряжение, кВ	Коэффициенты модели		
	A , тыс.евро/км	B , тыс.евро/км	C , 1/А
<i>Переменный ток</i>			
22	35,98	73,86	234,34
33	52,08	75,51	234,34
45	65,37	77,54	233,83
66	87,17	79,18	234,35
132	249,72	26,48	379,53
220	403,02	13,94	442,02
<i>Постоянный ток</i>			
5	-43,84	0,258	–
40	-39,78	0,313	–
160	-12,67	0,332	–
230	10,01	0,350	–
300	36,23	0,368	–

3) Расчет затрат на систему интеграции МВЭС

При наличии одной или нескольких платформ морских трансформаторных подстанций, капитальные затраты оцениваются следующим образом:

$$C_{is} = n_{TR} \cdot c_{TR} + (n_{cl} + n_{TR})c_{SG.MV} + n_{HV}(2c_{SG.HV} + c_{bb}) + (c_{dg} + c_{oss.f}), \quad (3.34)$$

где C_{is} – суммарные затраты на оборудование системы интеграции, тыс.евро; c_{TR} – стоимость силовых трансформаторов, тыс.евро; n_{TR} – количество трансформаторов; n_{cl} – число кабельных линий, подведенных к сборным шинам среднего напряжения; $c_{SG.MV}$ – стоимость коммутационного оборудования среднего напряжения, тыс.евро; n_{HV} – число высоковольтных кабельных линий передачи мощности до береговой распределительной подстанции; $c_{SG.HV}$ – стоимость высоковольтного коммутационного оборудования, тыс.евро; c_{bb} – стоимость сборных шин, тыс.евро; c_{dg} – стоимость резервного дизельного генератора, тыс.евро; $c_{oss.f}$ – стоимость платформы МТП, тыс.евро.

Если конфигурация системы электропередачи не предполагает промежуточной трансформации напряжения (тип MVAC), тогда количество кабелей высокого напряжения принимается ($n_{HV}=0$) и из расчета исключаются затраты на дизель-генератор и платформу МТП.

Основную долю затрат на электрооборудование подстанции составляет стоимость силового трансформатора, предназначенного для повышения уровня напряжения для передачи электроэнергии до берегового распределительного пункта. Для силовых трансформаторов с номинальным напряжением обмотки высокого напряжения до 165 кВ используется следующее выражение для расчета стоимости:

– номинальная мощность $S_{TR} < 150$ МВА

$$c_{TR} = -153,05 + 131,1 \cdot S_{TR}^{0,4473}, \quad (3.35)$$

– номинальная мощность $S_{TR} < 800$ МВА

$$c_{TR} = 42,688 \cdot S_{TR}^{0,7513}, \quad (3.36)$$

где c_{TR} – стоимость силового трансформатора, тыс.евро; S_{TR} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Для оценки стоимости распределительного устройства среднего напряжения (РУСН) можно использовать следующее выражение:

– стоимость РУСН устанавливаемых на подстанции ($c_{SG.MV}$):

$$c_{SG.MV} = 40,543 + 0,76 \cdot V_{MV}, \quad (3.37)$$

– стоимость дополнительных РУСН устанавливаемых на ВЭУ при выполнении ответвления кабельных линий ($c_{SG.WT}$):

$$c_{SG.WT} = 12,71 + 0,364 \cdot V_{MV}, \quad (3.38)$$

где $c_{SG.MV}$, $c_{SG.WT}$ – стоимость распределительных устройств среднего напряжения, тыс.евро; V_{MV} – номинальное напряжение системы сбора мощности ВЭС, кВ.

В таблице 3.5 указана стоимость системы сборных шин (c_{bb}) и распределительных устройств ($c_{SG.HV}$) высокого напряжения (РУВН) в зависимости от системы изоляции.

Таблица 3.5 – Стоимость сборных шин и высоковольтного коммутационного оборудования в зависимости от номинального напряжения системы и системы изоляции [130]

Напряжение, кВ	Система изоляции	Стоимость сборных шин c_{bb} , тыс.евро.		Стоимость РУВН $c_{SG.HV}$, тыс.евро.	
		Одиночная система шин	Двойная система шин	Одиночная система шин	Двойная система шин
150	AIS	1780	2350	439	450
	GIS	2650	3280	920	950
230	AIS	1736	2550	637	650
	GIS	2900	3450	1250	1300

Примечание: системы с воздушной изоляцией (AIS) обычно используются для береговых подстанций, тогда как системы с газовой изоляцией (GIS) предпочтительнее на морских подстанциях, поскольку обеспечивается более эффективная изоляция от агрессивных воздействий морского климата.

Для обеспечения бесперебойной работы дополнительного оборудования МТП, предназначенного для кондиционирования воздуха, функционирования систем обеспечения безопасности, необходимым является резервный источник электроэнергии. Для этого используются ди-

зельные генераторы (ДГ), мощность которых определяется исходя из среднего потребления мощности вспомогательных устройств ВЭУ, что приблизительно составляет 15-20 кВт на 1 МВт установленной мощности МВЭС [130].

Стоимость ДГ мощностью до 2 МВт может быть определена из следующего выражения:

$$c_{dg} = 21,242 + 2,069 \cdot n_{wt} \cdot P_{wt}, \quad (3.39)$$

где c_{dg} – стоимость ДГ, тыс.евро.

Стоимость морской платформы подстанции зависит от электрической инфраструктуры и ее конфигурации (наличие и количество бытовых помещений для обслуживающего персонала, вертолетной площадки и топливных баков) и может быть выражена следующим уравнением:

$$c_{oss.f.} = 2534 + 88,7 \cdot n_{wt} \cdot P_{wt}, \quad (3.40)$$

где $c_{oss.f.}$ – стоимость платформы морской трансформаторной подстанции, тыс.евро.

4) Капитальные затраты на систему электропередачи

Общая стоимость системы электропередачи с учетом стоимости подводного участка кабельной линии, участка прокладки линии электропередачи по суше до береговой подстанции энергосистемы и затрат на высоковольтное коммутационное оборудование вычисляется по следующей формуле:

$$C_{is} = n_{HV} (c_{m.HV} + c_{i.HV}) d_{wf} + n_{HV} c_{uc.HV} (1 - a_{ol}) d_{ps} + n_{ol.HV} \cdot a_{ol} \cdot c_{ol.HV} d_{ps} + n_{HV} \cdot c_{SG.HV}, \quad (3.41)$$

где n_{HV} – число высоковольтных линий; $c_{m.HV}$ – удельная стоимость экспортирующего кабеля высокого напряжения, тыс.евро/км; $c_{i.HV}$ – стоимость прокладки экспортирующего кабеля, тыс.евро/км; d_{wf} – среднее расстояние до берега (если используется система MVAC, тогда $d_{wf} = 0$), км; d_{ps} – протяженность наземного участка линии электропередачи до подстанции энергосистемы, км; a_{ol} – доля наземного участка линии передачи мощности выполненная воздушной линией (ВЛ), о.е.; $c_{uc.HV}$ – удельная стоимость кабеля подземной прокладки, тыс.евро/км; $c_{ol.HV}$ – удельная стоимость провода ВЛ, тыс.евро/км; $n_{ol.HV}$ – количество цепей ВЛ; $c_{SG.HV}$ – стоимость оборудования высоковольтного распределительного устройства, тыс.евро.

Удельная стоимость высоковольтных кабелей для подземной прокладки и воздушных линий зависит от номинального напряжения и их номинальной мощности (S) и приводится в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Удельная стоимость сооружения наземной линии электропередачи [130]

Номинальное напряжение, кВ	Одноцепная ВЛ		Двухцепная ВЛ		Подземная КЛ	
	S , МВА	$c_{ol.HV}$, тыс.евро/км	S , МВА	$c_{ol.HV}$, тыс.евро/км	S , МВА	$c_{uc.HV}$, тыс.евро/км
150	210	270	350	410	250	1600
230	340	350	620	450	400	1950

Примечание: S – номинальная мощности линии электропередачи, МВА; $c_{ol.HV}$ – удельная стоимость строительства ВЛ; $c_{uc.HV}$ – удельная стоимость прокладки подземной КЛ.

Стоимость подключения МВЭС к электрической сети энергосистемы [155]

$$c_{gc} = 7,382 + 0,917 \cdot P_{wf}^{1,66}, \quad (3.42)$$

где c_{gc} – стоимость подключения МВЭС к электрической сети энергосистемы, тыс.евро; P_{wf} – установленная мощность МВЭС, МВт.

5) Затраты на устройства компенсации реактивной мощности

Стоимость устройств регулирования реактивной мощности и напряжения C_{rpr} имеет следующее выражение:

$$C_{rpr} = n_R \cdot c_R + n_C \cdot c_C + n_{SVC} \cdot c_{SVC}, \quad (3.43)$$

где c_R – стоимость шунтирующих реакторов ($c_R \approx 2/3 \cdot c_{TR}$ силового трансформатора сопоставимой мощности), тыс.евро; n_R – количество шунтирующих реакторов; c_C – стоимость конденсаторных батарей ($c_C \approx 19$), тыс.евро/МВАр; n_C – количество конденсаторных батарей; c_{SVC} – стоимость статических компенсаторов РМ ($c_{SVC} \approx 77$ [130]), тыс. евро/МВАр; n_{SVC} – количество статических компенсаторов РМ.

6) Затраты на систему диспетчерского управления и сбора информации (SCADA)

Стоимость оборудования систем мониторинга и общего контроля за состоянием ВЭС существенно зависит от реализованных в системе управляющих воздействий, и приблизительно может быть рассчитана следующим образом:

$$C_{se} = n_{wt} \cdot c_{se} \quad (3.44)$$

где C_{se} – общая стоимость SCADA / EMS ($c_{se} \approx 75$ [130]), тыс.евро.

3.4 Тестирование модели оценки технико-экономических показателей МВЭС

В качестве тестового примера для проверки модели в данной работе рассматриваются конфигурации двух существующих МВЭС «Horns Rev 1» и «Horns Rev 2», расположенных в акватории Северного моря у побережья Дании (рисунок 3.10).

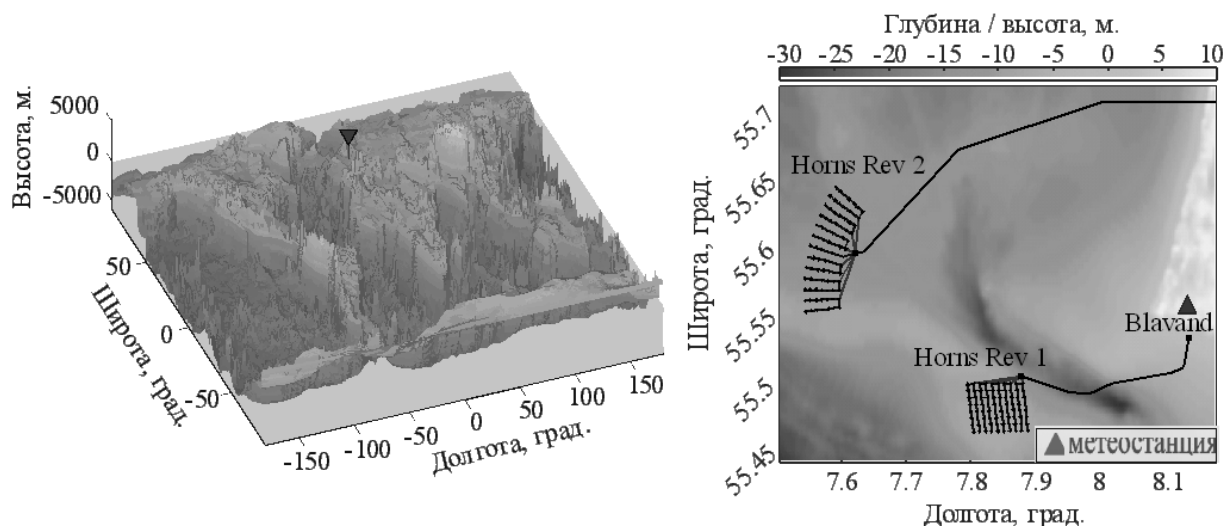


Рисунок 3.10 – Топографическая карта участка размещения МВЭС и метеостанции

Общие характеристики участка месторасположения МВЭС и входящего в ее состав оборудования сведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Состав, параметры и технические характеристики МВЭС [156-161]

Наименование ВЭС	Horns Rev 1 (2002)	Horns Rev 2 (2010)
Характеристики участка размещения МВЭС		
Долгота, град.	7,841	7,585
Широта, град.	55,486	55,600
Средняя глубина, м	-8,02	-12,09
Расстояние до берега, км	19,14	41,74
Площадь участка, км ²	20,67	31,73
Ветроустановки		
Установленная мощность, МВт	160	209,3
Число ВЭУ, шт.	80	91
Модель ВЭУ	Vestas V80	Siemens SWT-2.3-93
Номинальная мощность, МВт	2	2,3
Высота оси ротора ВЭУ, м	70	68
Диаметр ротора, м	80	93
Тип фундамента	моносвая	моносвая
Система сбора мощности		
Протяженность КЛ, км	54,1	61,7
Номинальное напряжение, кВ	33	33
Сечения кабелей, мм ²	150, 400	150, 400
Система электропередачи		
Номинальная мощность трансформаторов МТП, МВА	160	125
Количество трансформаторов МТП	1	2
Тип электропередачи	HVAC	HVAC
Протяженность КЛ, км	20,4	41,2
Номинальное напряжение, кВ	150	150
Сечение кабеля, мм ²	630	300
Количество КЛ	1	2
Технико-экономические показатели		
Оценочная (проектная) выработка электроэнергии, ГВтч/год	600	900
Среднегодовая (реальная) выработка электроэнергии, ГВтч/год	549,8	821,3
Капитальные вложения (CAPEX), млн. евро	278	475
КИУМ, %	39,9	48,4
LCOE, евро/МВт	60,93	69,67

Для моделирования ветрового режима использовался временной ряд наблюдений скорости и направления ветра, зарегистрированных на ближайшей метеорологической станции за период (2014-2019 г) [162]. Данные скорости ветра разделены на группы из 16 секторов по направлениям, на каждом из которых аппроксимированы двухпараметрическим распределением Вейбулла. Распределение скорости и роза ветров показаны на рисунке 3.11.

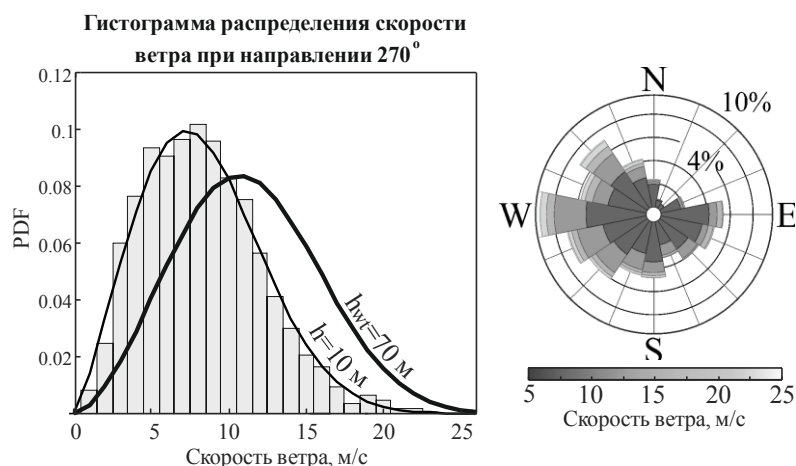


Рисунок 3.11 – Распределение скоростей ветра в превалярующем направлении ($\theta_d = 270^\circ$) и гистограмма повторяемости по направлениям

На рисунке 3.12 показаны схемы компоновки ВЭУ и кабельных соединений МВЭС [163], а также продемонстрированы расчетные характеристики относительной потери мощности всеми турбинами МВЭС, полученные при помощи четырех моделей аэродинамического следа. Координаты мест расположения ветроустановок, МТП и узлов путей прокладки экспортирующих кабельных линий приведены в таблицах приложения Б.

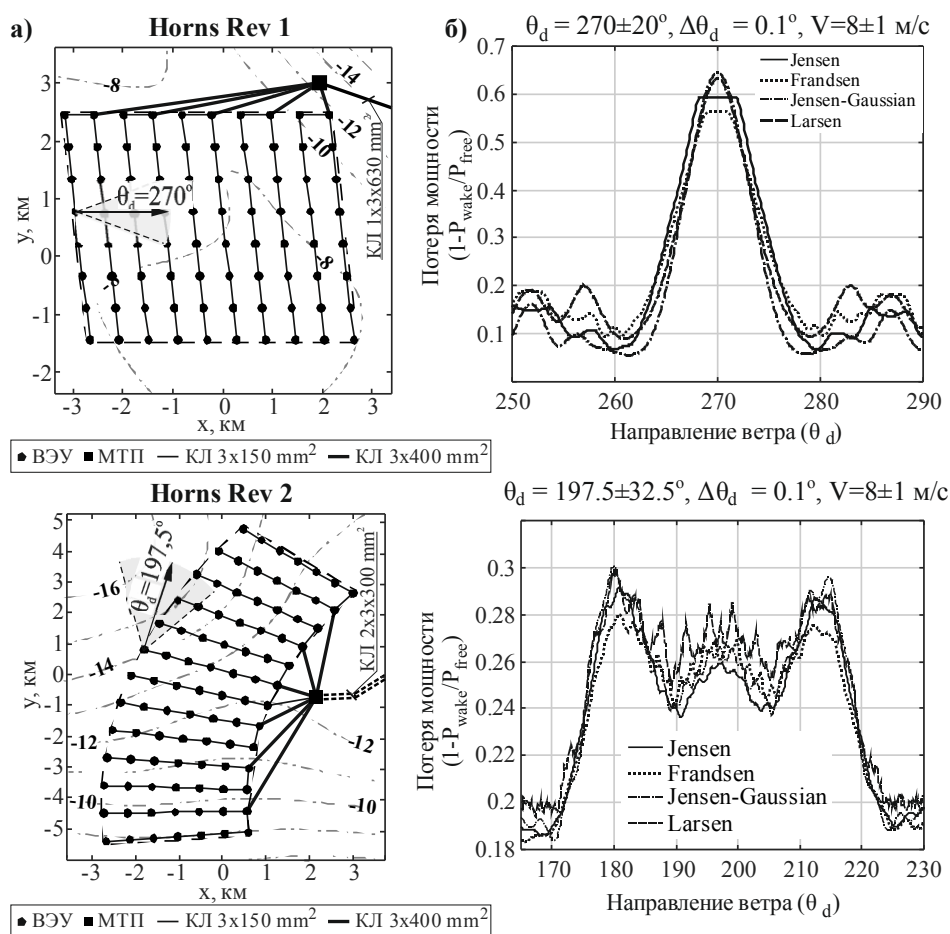


Рисунок 3.12 – Схемы размещения ветроустановок и максимальные относительные потери мощности турбинами МВЭС: а – МВЭС «Horns Rev 1» при направлении ветра $\theta_d=270\pm 20^\circ$; б – МВЭС Horns Rev 2» при направлении ветра $\theta_d=197,5^\circ\pm 32,5^\circ$

Для проверки адекватности методики расчета, выполнено сравнение профилей относительных потерь мощности в превалирующем направлении ветра ($\theta_d = 270^\circ$) для каждой аналитической модели с результатом моделирования крупных вихрей (LES) (рисунок 3.13).

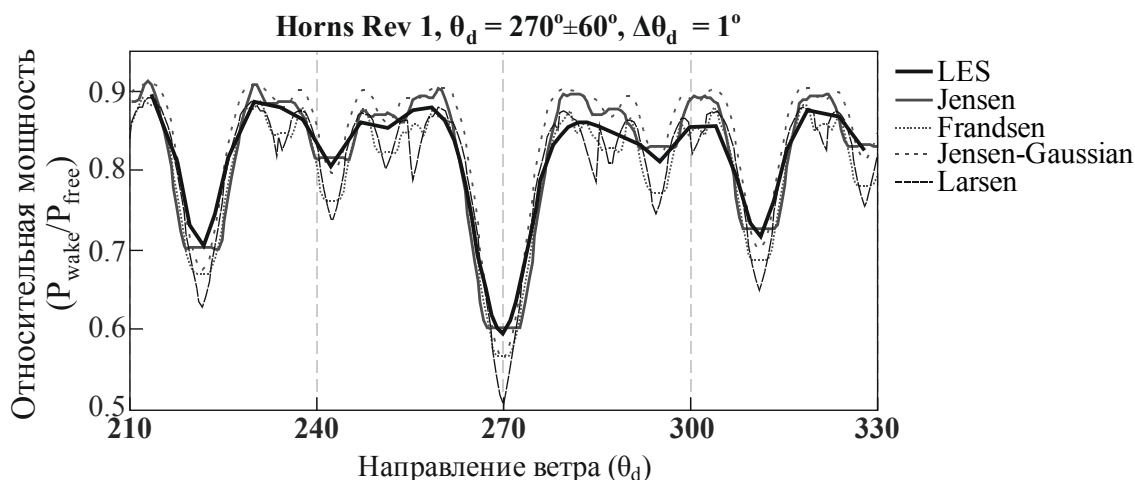


Рисунок 3.13 – Сопоставление зависимости потерь мощности от направления ветра в ветропарке «Horns Rev 1» рассчитанных посредством нескольких моделей аэродинамического следа [45,164]

Визуальная оценка полученного профиля вырабатываемой мощности (рисунок 3.13), показывает приемлемое соответствие с характеристиками других моделей, выполняющих более детальное моделирование аэродинамического эффекта, что позволяет убедиться в адекватности построенной расчетной модели.

Оценка быстродействия модели выполнена на основе анализа зависимости длительности расчета от количества ветроустановок и числа градаций скорости ветра по направлениям (рисунок 3.14).

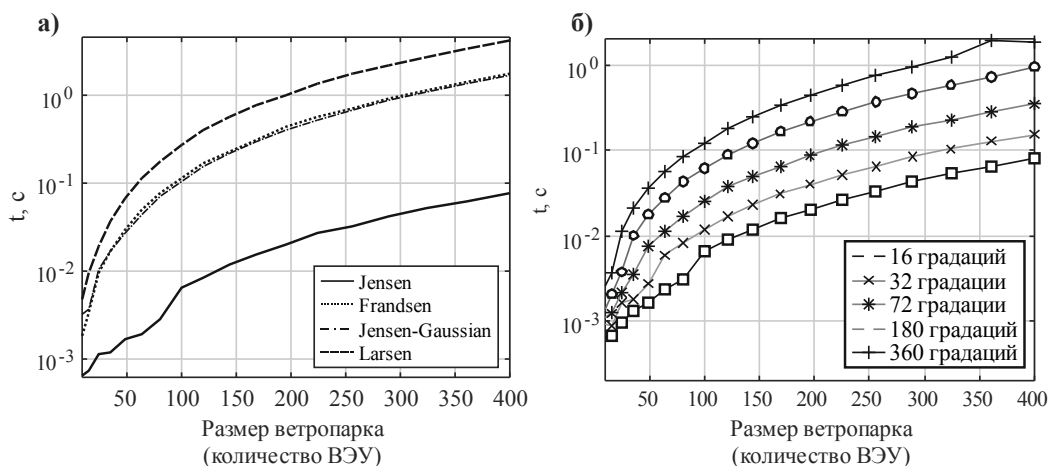


Рисунок 3.14 – Результаты оценки вычислительной сложности расчета: а – сравнение длительности расчета различных моделей следа, б – зависимость времени расчета от размера моделируемого ветропарка и числа градаций скорости ветра (для модели Jensen)

Результаты оценки быстродействия (рисунок 3.13-б) демонстрируют достаточно высокую скорость вычислений, в предельном случае (для 400 ВЭУ при расчете по 360 градациям направления ветра) время расчета составило чуть более 1 секунды, и в среднем для 72 градаций –

0,1 секунды, что является достаточным для использования модели в задачах оптимизации МВЭС, предполагающий перебор множества возможных вариантов.

По результатам моделирования и оценки среднегодовой выработки электроэнергии и капитальных затрат выполнен расчет и сравнение оценок показателей: коэффициента использования установленной мощности (3.1), $CAPEX$ и $LCOE$ (3.2) с фактическими значениями.

При расчете $LCOE$, величина нормы дисконтирования принята равной $r=0,1$, расчетный срок эксплуатации $t=20$ лет и эксплуатационные издержки приняты в размере $OPEX \approx 0,2CAPEX$ [155]. Полученные результаты и оценки погрешности расчета сведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты расчета капитальных затрат и показателей производительности

Наименование ВЭС	Horns Rev 1	Horns Rev 2
Детализация капитальных затрат (в млн. евро)		
ВЭУ и фундаменты	202,44	316,70
Оборудование МТП	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%)

Примечание: AEP_{gross} – объем валового производства электроэнергии ВЭС за год (без учета потерь мощности), AEP_{net} – оценка чистой среднегодовой выработки электроэнергии ветроустановками ВЭС.

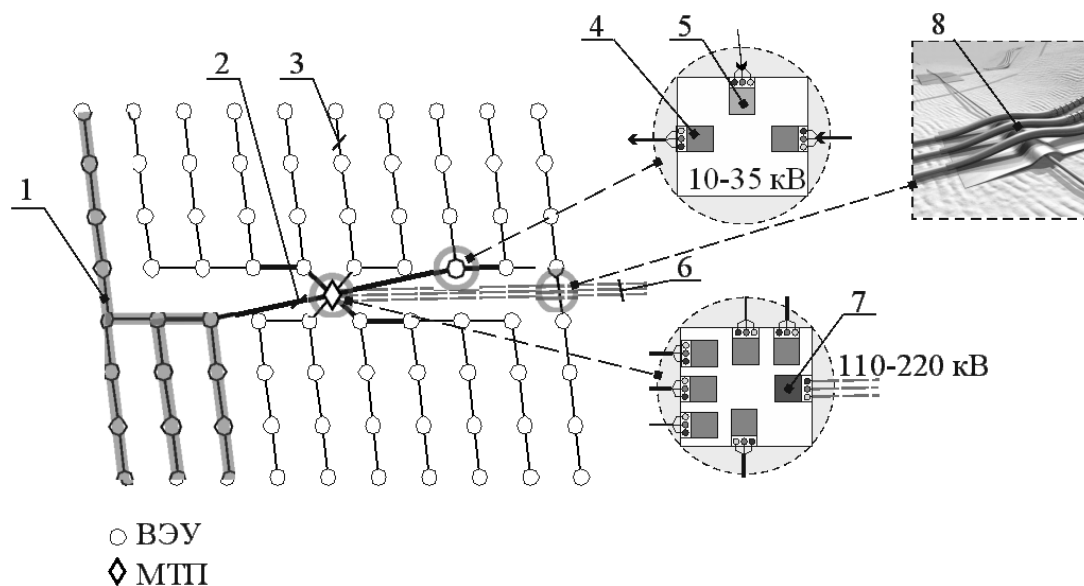
3.5 Выводы по разделу

Разработана и протестирована модель оценки технико-экономических показателей, инвестиционных затрат и производительности МВЭС различных конфигурацией с оценкой влияния аэродинамического эффекта и потерь мощности в компонентах электрической системы на основе данных о структуре, составе и типа оборудования с учетом факторов ветрового режима и геотехнических характеристик участка размещения МВЭС. В ходе исследования проведено сравнение нескольких кинематических моделей аэродинамического следа и была получена оценка зависимости времени расчета от числа ветроустановок в составе МВЭС. При использовании модели Jensen, алгоритм расчета демонстрирует наиболее высокий уровень быстродействия, что обеспечивает возможность применения модели в задачах многофакторной оптимизации морских оффшорных ветроэлектростанций. Верификация показала, что предложенная модель обеспечивает адекватную оценку среднегодовых значений выработки электроэнергии, капитальных затрат и нормированной себестоимости электроэнергии с незначительными отклонениями от фактических значений.

4. Методика синтеза оптимальной топологии кабельной системы МВЭС

В разделе описана методика построения оптимальной топологии кабельной системы сбора мощности с учетом технических ограничений. Цель оптимизации состоит в построении схемы кабельных связей между ветроустановками и пунктом сбора мощности (МТП), обеспечивающей минимальные экономические затраты. Стоимость системы сбора мощности зависит от протяженности кабельных линий с учетом кабелей различного сечения, затрат на распределительные устройства среднего напряжения морской трансформаторной подстанции и дополнительную коммутационную аппаратуру ветроустановок. Предложенный алгоритм позволяет выполнить синтез схем двух топологий: радиальной и радиальной-разветвленной с обеспечением выполнения условия исключения пересечений участков кабельных линий.

Структурная схема кабельной системы сбора мощности разветвленной конфигурации, показана на рисунке 4.1.



- 1 – группа ветроустановок; 2 – межблочный кабель; 3 – межтурбинный кабель; 4 – РУСН; 5 – дополнительные РУСН; 6 – экспортирующий кабель высокого напряжения; 7 – РУВН; 8 – пересечение кабельных линий

Рисунок 4.1 – Структура системы сбора мощности МВЭС

Поставленная задача формулируется как задача поиска планарного графа минимального остовного дерева с ограничением на проводимость связей и степени узлов (Degree-constrained minimum spanning tree problem – DCMSTP) с учетом весовых коэффициентов, зависящих от степени и веса связей [165].

Оптимизируемыми факторами являются: стоимость кабельных линий с учетом их протяженности и сечений кабелей, и стоимость распределительных устройств подстанции и дополнительных РУ устанавливаемых на ВЭУ, при выполнении ответвления кабельной линии.

В число ограничений входят:

- допустимый размер блока (группы) ветроустановок, объединенных в одну кабельную линию, что определяется величиной максимально допустимого тока кабеля наибольшего сечения из заданного набора;
- для схем разветвленной топологии устанавливается максимальное число ответвлений в любом генерирующем узле (ВЭУ), что определяется возможностью размещения дополнительных распределительных устройств;
- проверка и препятствование выбору путей прокладки, образующих пересечения между кабелями на схеме.

Математическое описание проблемы сформулировано в форме задачи математического программирования и для ее решения используется эвристический детерминированный алгоритм построения топологии многоскоростной сети локального доступа (Multispeed Local Access Algorithm – MSLA) [166], модифицированный с учетом принятых ограничений и параметров оптимизации [167].

4.1 Формулировка проблемы оптимизации топологии кабельной системы как задачи поиска минимального остовного дерева с ограничениями

Топологическая структура кабельной системы ВЭС может быть представлена в виде ациклического графа следующего вида:

$$G = (V_T \cup V_S, A), \quad (4.1)$$

где V_T – представляет собой набор узлов (вершин), которые определяют местоположения ВЭУ, V_S – подмножество центральных узлов, определяющих местоположения пунктов сбора мощности (подстанций), A – множество связей (ветвей, ребер), соединяющих узлы (кабельные линии).

Схема размещения ветроустановок и подстанций задается множеством точек $(p_1, \dots, p_n)$, где каждая точка содержит пару координат $p_i = (x_i, y_i)$, определяющих геометрическое местоположение ветроустановки или подстанции. Нагрузки узлах задаются множеством P , в котором каждому генерирующему узлу присвоены ненулевые значения, которыми задаются номинальные мощности ветроустановок $P_{h \in V_T} > 0$, при этом мощности центральных узлов (МТП) принимаются равными $P_{s \in V_S} = 0$. Параметры кабелей заданы множеством $T = (t_1 \dots t_n)$, где для кабеля каждого сечения $t_i = \{r_i, \kappa_i\}$ заданы допустимый длительный ток $r_i \geq 0$ и удельная стоимость $\kappa_i \geq 0$. Стоимость дополнительного коммутационного оборудования ВЭУ, необходимого для обеспечения подключения двух и более входящих кабелей от других ВЭУ: $W = (\omega_1 \dots \omega_d)$, $d \in [1, d_{max}]$, где d_{max} – верхняя граница допустимой степени узлов сети.

Все входные данные необходимые для построения конфигурации кабельной системы МВЭС сведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Входные данные для построения схемы кабельной системы МВЭС

№	Входные данные	Параметры	Обозначение
1	Схема расстановки оборудования	Координаты точек размещения ВЭУ и МТП	$p=(x,y)$
2	Ветроустановки	Номинальная мощность	P
3	Кабели	Допустимый длительный ток	r
		Удельная стоимость	κ
4	РУСН	Стоимость РУСН МТП	w
		Стоимость РУСН ВЭУ	ω

Стоимость связи графа сети пропорциональна расстоянию между точками расположения узлов и зависит от стоимости единицы длины кабеля соответствующего типа (сечения):

$$c_{(i,j)}^t = \kappa_t \cdot l_{(i,j)}, (i,j) \in A, t \in T, \quad (4.2)$$

где $c_{(i,j)}^t$ – стоимость связи между узлами графа, характеризующая стоимость участка линии соединяющей ветроустановки (i,j) , кабелем с сечением (t) ; $l_{(i,j)} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}$ – геометрическое расстояние между узлами (i,j) .

Введение ограничения на степень, позволяет реализовывать построение сети радиальной и радиальной-разветвленной топологии. В случае задания максимальной степени равной $d_{max}=2$, алгоритм выполняет синтез радиальной топологии сети (максимум 1 входящая и 1 выходящая связь для нецентральных узлов). При установке ограничения $d_{max}>2$ реализуется разветвленная конфигурация, в которой каждый нецентральный узел может иметь несколько входящих связей, число которых ограничено заданной величиной d_{max} .

Искомым решением является основное дерево (G) минимальной стоимости, построенное с учетом ограничения токовой нагрузки кабелей, а также с учетом стоимости сети, зависящей от суммарной протяженности кабелей определенного сечения и числа подключений в узлах сети (степеней узлов). Целевая функция задачи минимизации стоимости сети с учетом ограничения на проводимость связей и степени узлов [70,71]:

$$cost(G) \rightarrow \min \left[\sum_{(i,j) \in A} \sum_{t \in T} x_{(i,j)}^t \cdot c_{(i,j)}^t + \sum_{d \in \{1..d_{max}\}} \omega_d \sum_{v \in V_T} z_v^d + \sum_{k \in V_S} m_k^d \cdot w_d \right], \quad (4.3)$$

где $x_{(i,j)}^t \in \{0,1\}$ – переменная, которая принимает значение $x_{(i,j)}^t=1$, если связь $(i,j) \in A$, включена в основное 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.

Целевая функция (4.3) минимизирует стоимость оптимизируемой сети, учитывая затраты на кабели и распределительные устройства при следующих ограничениях:

$$\sum_{t \in T} x_{(i,j)}^t = y_{(i,j)}, \forall (i,j) \in A \quad (4.4)$$

$$\sum_{t \in T} r_t x_{(i,j)}^t \geq flow_{(i,j)}, \forall (i,j) \in A \quad (4.5)$$

$$\sum_{j \in V: j \neq h} y_{(h,j)} = 1, \forall h \in V_T \quad (4.6)$$

$$\sum_{j \in V: j \neq h} y_{(h,j)} = 0, \forall h \in V_S \quad (4.7)$$

$$\sum_{d \in D} z_v^d \leq 1, \forall v \in V_T, D = \{1, \dots, d_{\max}\} \quad (4.8)$$

$$\sum m_k^d \leq 1, \forall k \in V_S, \quad (4.9)$$

Условие (4.4) исключает возможность добавления более чем одной связи между узлами (i,j) . Условием (4.5) вводятся ограничения допустимого тока кабеля, значение которого не должно быть ниже, чем поток на участке сети $flow_{(i,j)}$. Условиями (4.6) и (4.7) исключается возможность добавления более 1 исходящей связи для генерирующих узлов и допускается только входящие подключения к центральному узлу. Условие (4.8) ограничивает число подключений к нецентральному узлам (ограничение на степень узлов).

4.2 Описание эвристического алгоритма оптимизации DC-MSLA

Для решения задачи используется алгоритм синтеза топологии многоскоростной сети локального доступа (MSLA), который является модифицированной версией эвристики Esau-Williams [74], предназначенной для построения сети древовидной структуры с ограничением на проводимость связей. Принцип работы алгоритма заключается в последовательном улучшении первоначальной структуры сети (топология «звезда») путем объединения двух нецентральных узлов в связный компонент, если стоимость такого соединения меньше стоимости их раздельного подключения к центральному узлу, если добавление такой связи не нарушает условия проводимости и не создает циклических маршрутов.

Последовательность включения связей, в состав строящегося остова сети, определяется матрицей значений функции компромиссных решений (или «экономии» - savings), которая имеет следующий вид:

$$sv_{(i,j)} = g_j^t - (c_{(i,j)}^t + (g_i'' - g_i^t)), \quad (4.10)$$

где $g_j^t = c_{(j,s)}^t$ – стоимость связи между узлом (j) и центральным узлом (s) , $c_{(i,j)}^t$ – стоимость связи между узлами (i) и (j) ; g_i'' – стоимость связи (i,s) с увеличенной проводимостью, $g_i^t = c_{(i,s)}^t$ – стоимость связи (i,s) .

Исходный вариант алгоритма (MSLA) в процессе построения оценивает компромиссные варианты возможных соединений исходя из стоимости, зависящей от протяженности и типа связи, однако не учитывает составляющие стоимости, зависящие от числа подключений к какому-либо узлу (стоимости степеней узлов графа сети). Применительно к задаче оптимизации топологии системы сбора мощности МВЭС, показатель степени узла интерпретируется, как число

присоединений кабелей, к какому-либо узлу сети. Зависимость стоимости от числа присоединений определяется затратами на распределительные устройства и коммутационную аппаратуру.

Для учета данного фактора разработана модификация алгоритма (далее по тексту Degree-constrained MSLA – DC-MSLA), в функцию компромиссных решений которого вводится дополнительная составляющая выполняющая оценку экономии при изменении степени узлов графа в процессе построения остоного дерева. Формула расчета матрицы компромиссных решений модифицированного алгоритма (DC-MSLA) имеет следующий вид:

$$sv_{(i,j)} = g_j^t - (c_{(i,j)}^t + (g_i'' - g_i^t)) + (w - \omega_{(i,j)}), \quad (4.11)$$

где w – стоимость подключения к центральному узлу (подключения к шинам подстанции); $\omega_{(i,j)}$ – стоимость, зависящая от степени узла i при добавлении связи (i,j) .

Принцип построения остоного дерева показан на рисунке 4.2.

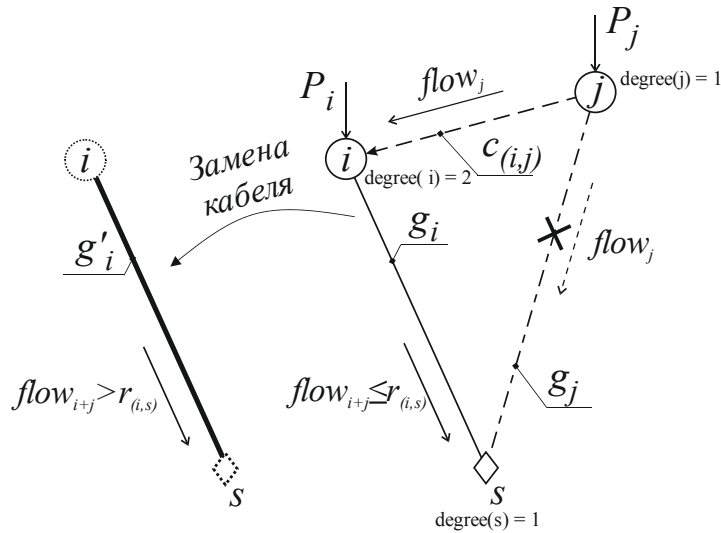


Рисунок 4.2 – Сокращение стоимости сети за счет замены связей

Известным недостатком эвристики Esau-Williams, и как следствие ее модификации MSLA, является возможность добавления связей, образующих пересечения с другими уже добавленными в остоное дерево. Для предотвращения добавления связей, образующих пересечения, используется алгоритм идентификации пересечений отрезков линии, выполняемый на каждой итерации построения схемы.

Проверка существования точки пересечения двух сегментов линий, может быть выполнена посредством нахождения коэффициентов x_a и x_b из системы уравнений двух отрезков линий [168]:

$$\begin{aligned} p_a &= p_1 + x_a(p_2 - p_1) \\ p_b &= p_3 + x_b(p_4 - p_3) \end{aligned} \quad (4.12)$$

где p_1, p_2 – точки начала и окончания линии p_a ; p_3, p_4 – точки начала и окончания линии p_b .

Неизвестные коэффициенты уравнений x_a и x_b , могут быть вычислены из следующих соотношений:

$$\begin{aligned} x_a(p_a, p_b) &= \frac{(x_4 - x_3)(y_1 - y_3) - (y_4 - y_3)(x_1 - x_3)}{(y_4 - y_3)(x_2 - x_1) - (x_4 - x_3)(y_2 - y_1)} \\ x_b(p_a, p_b) &= \frac{(x_2 - x_1)(y_1 - y_3) - (y_2 - y_1)(x_1 - x_3)}{(y_4 - y_3)(x_2 - x_1) - (x_4 - x_3)(y_2 - y_1)} \end{aligned} \quad (4.13)$$

где x_1, y_1, x_2, y_2 – координаты точек начала и конца сегмента первой линии; x_3, y_3, x_4, y_4 – координаты точек начала и конца сегмента второй линии.

Существование точки пересечения отрезков линии определяется следующим условием:

$$f(p_a, p_b) = \begin{cases} 1 & \exists (0 < x_a < 1) \wedge (0 < x_b < 1) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (4.14)$$

Результат применения методики идентификации и исключения связей образующих пересечения показан на рисунке 4.3.

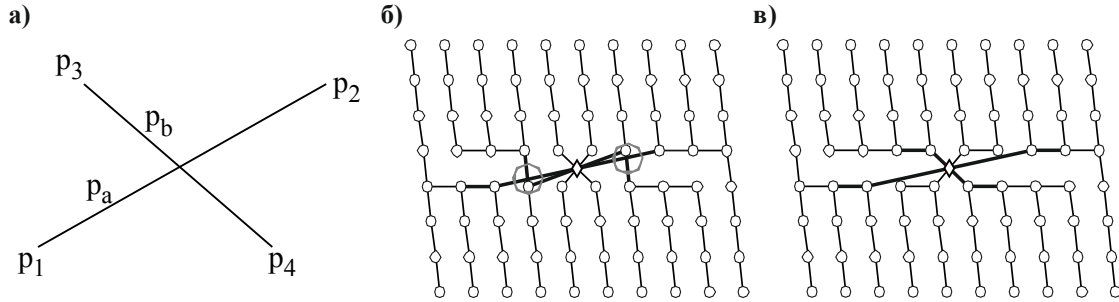


Рисунок 4.3 – Устранение пересекающихся связей: а – пересечение сегментов линий; б – результат построения сети без устранения пересекающихся связей; в – результат построения сети с устранением пересекающихся связей

Таким образом, функция осуществляющая построение минимального остовного дерева сети с входными данными может быть записана следующим образом:

$$R \leftarrow DCMSLA[G = (V, A = \emptyset, L, P, T, W), \Omega = \{d_{max}, n_{max}\}]$$

где G – граф, состоящий из списка узлов V и пустого множества A ; L – матрица попарных расстояний между точками, определяющими расположение узлов на схеме; P – список номинальных мощностей ВЭУ, T – таблица кабелей с данными о максимальной токовой нагрузке и удельной стоимости; W – списка стоимостей распределительных устройств; Ω – список ограничений; d_{max} – верхняя граница допустимой степени узла; n_{max} – максимально допустимое количество узлов в любом связном компоненте графа сети R .

Искомое решение имеет следующий вид:

$$R = \{(p_{k_1}, p_{u_1}, t_i^{ku})_1, \dots, (p_{k_r}, p_{u_r}, t_i^{ku})_r\}, p_k, p_u \in G, t_i^{ku} \in T,$$

где p_{k_1} – начальный узел кабельной линии; p_{u_1} – конечный узел кабельной линии; t_i^{ku} – тип кабеля.

Блок-схема, отражающая логическую последовательность операций выполняемых в процессе построения, изображена на рисунке 4.4.



Рисунок 4.4 – Блок-схема алгоритма DC-MSLA

Ход выполнения алгоритма:

Шаг 1 – Инициализация: выполняется построение первоначальной структуры сети (топология «звезда»), где каждый нецентральный узел соединен с центральным узлом отдельной связью наименьшей допустимой проводимости, т.е. каждая ВЭУ присоединяется к ближайшей подстанции отдельной кабельной линией с кабелем допустимого сечения:

$$A \leftarrow \bigcup_{i \in V_T} (i, s_i, t_i) \quad \begin{aligned} s_i &= \operatorname{argmin}_{s \in V_s} \{l(i, s)\} \quad i \in V_T \\ t_i &\leftarrow \text{CABLE}(flow_i), \quad i \in V_T \end{aligned}$$

где s_i – центральный узел, ближайший к узлу i ; $l(i, s)$ – геометрическое расстояние между узлами (i, s) ; t_i – индекс кабеля минимального сечения, удовлетворяющего условию проводимости по максимальной токовой нагрузке; $\text{CABLE}(P_i)$ – функция, возвращающая индекс кабеля минимального допустимого сечения по току при заданной нагрузке (в начале выполнения алгоритма потоки в каждой кабельной линии принимаются равными номинальной мощности ветроустановок, т.е. $flow_i = P_i$); A – множество связей, образующих топологическую структуру сети типа «звезда».

Выбор кабеля с сечением, удовлетворяющим условию ограничения по максимально допустимому току, выполняется следующим образом:

$$\text{CABLE}(flow) = \begin{cases} \operatorname{argmin}_{r \in T} \left\{ \left| flow / (\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U) - r \right| \right\} & flow \leq \max(r) \\ 0 & flow > \max(r) \end{cases},$$

где $flow$ – поток мощности, протекающей в кабельной линии; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности (принимается равным $\cos \varphi = 1$); U – номинальное напряжение системы сбора мощности, кВ; r – допустимые максимальные токовые нагрузки кабелей из набора T .

На последующих итерациях в процессе построения остоного дерева потоки суммируются. Таким образом, в зависимости от величины потока мощности на участке сети, функция CABLE вычисляет ближайшее допустимое сечение кабеля t из заданного набора T . В случае если ток в связи превышает допустимый длительный ток кабеля максимально возможного сечения, тогда функция возвращает значение $t=0$.

Расчет стоимости кабеля определенного сечения t выполняется функцией COST, которая в зависимости от типа кабеля и протяженности связи вычисляет ее стоимость:

$$\text{COST}(t, l) = \begin{cases} \kappa_t \cdot l & t > 0 \\ \infty & t = 0 \end{cases}, \kappa \in T,$$

где κ_t – удельная стоимость кабеля типа t ; l – протяженность участка кабельной линии.

Если сечение кабеля для определенного потока мощности не может быть выбрано $t=0$, тогда стоимость связи задается равной ∞ .

Шаг 2 – Расчет матрицы компромиссных решений, выполняющийся путем попарного вычисления коэффициентов экономичности соединений по формуле (4.11) следующим образом:

$$sv_{(i,j)} = \begin{cases} cost_{(j,s)} - (cost_{(i,j)} + (cost'_{(i,s)} - cost_{(i,s)})) + (w - degree_{(i,j)} \times \omega) & i \neq j, s_i \equiv s_j \\ -\infty & i = j \end{cases},$$

где $cost_{(i,j)} \leftarrow \text{COST}(t_{(i,s)}, l_{(i,j)})$ – стоимость связи между узлами (i,j) ; $cost_{(j,s)} \leftarrow \text{COST}(t_{(j,s)}, l_{(j,s)})$ – стоимость связи между узлом j и центральным узлом s (ближайшей к ВЭУ подстанцией); $cost_{(i,s)} \leftarrow \text{COST}(t_{(i,s)}, l_{(i,s)})$ – стоимость связи (i,s) ; $cost'_{(i,s)} \leftarrow \text{COST}(t'_{(i,s)}, l_{(i,s)})$ – стоимость связи (i,s) с учетом изменения стоимости, вследствие замены кабеля большим сечением; $degree_{(i,j)}$ – степень узла i после добавлении связи (i,j) ; w – постоянная стоимость одного присоединения к центральному узлу (стоимость РУ подстанции); ω – стоимость степени нецентрального узла (стоимость РУ ВЭУ).

Расчет стоимости связи $cost'_{(i,s)}$ выполняется для кабеля большего сечения, выбираемого по суммарному потоку мощности, втекающему в узел (i) после добавления связи (i,j) :

$$\begin{aligned} t'_{(i,s)} &\leftarrow \text{CABLE}(flow_i + flow_j) \\ cost'_{(i,s)} &\leftarrow \text{COST}(t'_{(i,s)}, l_{(i,s)}) \end{aligned}$$

Таким образом, если суммарный поток $(flow_i + flow_j)$ превышает допустимый ток кабеля $t_{(i,s)}$ выбранного ранее, тогда для связи (i,s) принимается кабель большего сечения $t'_{(i,s)}$ со стоимостью $cost'_{(i,s)}$. Если суммарный ток связи не превышает допустимого тока ранее выбранного кабеля $t_{(i,s)}$, то соответственно разность $(cost'_{(i,s)} - cost_{(i,s)}) = 0$ (поскольку для замены будет выбран кабель того же сечения) и экономичность соединения будет зависеть только от протяженности связей и степеней узлов.

В переменную $degree$ записываются степени узлов сети, которые будут иметь при присоединении другого компонента графа к данному узлу. В начале построения остоного дерева сте-

пени всех нецентральных узлов равны 1, поскольку все генерирующие узлы (ВЭУ) имеют единственную выходящую связь с ближайшим центральным узлом (МТП). Степени центральных узлов определяются числом входящих связей, т.е. количеством ВЭУ, выделенных на каждую подстанцию.

Шаг 3 – Формирование списка приоритетных подключений

Составление списка выполняется путем поиска в каждом столбце матрицы (SV) ячейки с максимальным значением, при этом индексы строк матрицы соответствуют выходным узлам, а индексы столбцов с максимальными значениями из каждой строки – входным узлам. Полученный таким образом список сортируется в порядке убывания значений, после чего для первой пары узлов проверяется возможность добавления связи посредством проверки ограничений.

$$(k, u) \leftarrow \operatorname{argmax}_j (sv_{(i,j)}),$$

где (k, u) – приоритетная связь на итерации.

При этом проверяемая пара узлов исключается из дальнейшего рассмотрения путем внесения изменений в матрицу SV: $sv_{(k,u)} = sv_{(u,k)} \leftarrow -\infty$. Алгоритм выполняется до тех пор, пока в списке подключений, остаются положительные значения sv . В противном случае, выполнение алгоритма завершается на данном этапе.

Шаг 4 – Проверка ограничений

1) Узлы связи (k, u) принадлежат разным поддеревьям графа сети, и их соединение не образует циклического маршрута. В таком случае функция проверки выполнения данного условия $f_1(\bar{G}) = 0$, в противном случае, если соединение узлов образует циклический маршрут, тогда $f_1(\bar{G}) = 1$, где $\bar{G} = (\bar{V}, \bar{A}) \leftarrow G(k) \cup G(u)$ – связный компонент графа, получаемый при объединении компонента $G(k)$ с компонентом $G(u)$ связью (k, u) .

2) Проверка ограничения по допустимому току выполняется на основе расчета потока электрической мощности на участке сети, т.е. $f_2(\bar{G}) = 1$, если $flow_u + flow_k > r_{max}$, где $flow_u$ – максимальный поток мощности в подграфе, содержащем узел (u) ; $flow_k$ – максимальный поток мощности в подграфе, содержащем узел (k) ; r_{max} – допустимый ток кабеля максимального сечения из заданного набора кабелей T, A .

3) Ограничение числа узлов, входящих в подграф $\bar{G}$, определяется функцией $f_3(\bar{G})$, которая принимает значение 1, если количество узлов $|\bar{V}_T|$ будет превышать заданное максимальное значение (n_{max}), т.е. $|\bar{V}_T| > n_{max}$, и $f_3(\bar{G}) = 0$ в противном случае (если $|\bar{V}_T| \leq n_{max}$).

4) Проверка ограничения на степень узла выполняется функцией $f_4(\bar{G})$, которая принимает значение 1, если в компоненте $\bar{G}$ существует хотя бы один узел, степень которой превышает

заданное ограничение по степени d_{max} , т.е. $f_4(\bar{G})=1$, если $degree_{(k,u)} > d_{max}$, где $degree_{(k,u)}$ – степень узла (k) с учетом добавления связи (k,u) ; d_{max} – заданное ограничение степени узлов.

5) Функция проверки существования точек пересечений $f_5(\bar{G})=1$, если добавляемая связь (k,u) с геометрическими координатами отрезка линии $p_{(k,u)}$ или связь (k,s) , образующая отрезок линии $p_{(k,s)}$ имеют пересечения с хотя бы одной связью из множества (A) , т.е.: $f_5(\bar{G})=1$, если:

$$\exists(0 < x_a(p_{(k,u)} \cup p_{(k,s)}, p_{(i,j)}) < 1) \wedge (0 < x_b(p_{(k,u)} \cup p_{(k,s)}, p_{(i,j)}) < 1), (k,u) \in \bar{A}, (i,j) \in A$$

где $p_{(k,u)}$ – отрезок линии, образованный связью (k,u) ; $p_{(k,s)}$ – отрезок линии, образованный связью (k,s) ; $p_{(i,j)}$ – линии связей, входящих в состав множества связей строящегося основного дерева сети (A) .

При нарушении какого-либо условия на текущей итерации, связь (k,u) отклоняется и исключается из дальнейшего рассмотрения.

Шаг 5 – Если все условия выполняются (т.е. $f_1+f_2+f_3+f_4+f_5=0$), тогда более дорогостоящая связь (u,s) заменяется связью (k,s) и в множество связей A вносятся следующие изменения:

$$\begin{aligned} A_{(u,s)} &\leftarrow 0, \\ A_{(k,u)} &\leftarrow \text{CABLE}(flow_k), \\ A_{(k,s)} &\leftarrow \text{CABLE}(flow_k + flow_u), \end{aligned}$$

Обновление переменной потоков мощности для каждого узла в компоненте $\bar{G}$:

$$flow_v \leftarrow flow_k + flow_u,$$

где v – все узлы, принадлежащие подграфу $\bar{G}$.

Для узла k образующего кратчайшую связь с центральным узлом s , при обновлении переменной $degree$, степень увеличивается на 1, ввиду добавления новой входящей связи (k,u) :

$$degree_{(k,z)} \leftarrow degree_{(k,z)} + 1,$$

где z – все узлы, не принадлежащие подграфу $\bar{G}$.

Степень узла u не изменяется, ввиду устранения связи (u,s) .

После внесенных изменений, алгоритм возвращается к шагу 2, где выполняется обновление матрицы SV следующим образом:

$$sv_{(z,v)} = cost_{(v,s)} - (cost_{(z,v)} + (cost'_{(z,s)} - cost_{(z,s)})) + (w - degree_{(z,v)} \times \omega),$$

где z – все узлы, не принадлежащие подграфу $\bar{G}$; v – все узлы, принадлежащие подграфу $\bar{G}$.

4.3 Исследование эффективности модифицированного алгоритма DC-MSLA

Для оценки эффекта, достигаемого при использовании модифицированного алгоритма, 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). Генерирование тестового плана расстановки оборудования ВЭС, для которого выполняется синтез кабельной сети, осуществляется путем построения расчетной сетки со случайными расстояниями между узлами ее ячеек, как показано на рисунке 4.5.

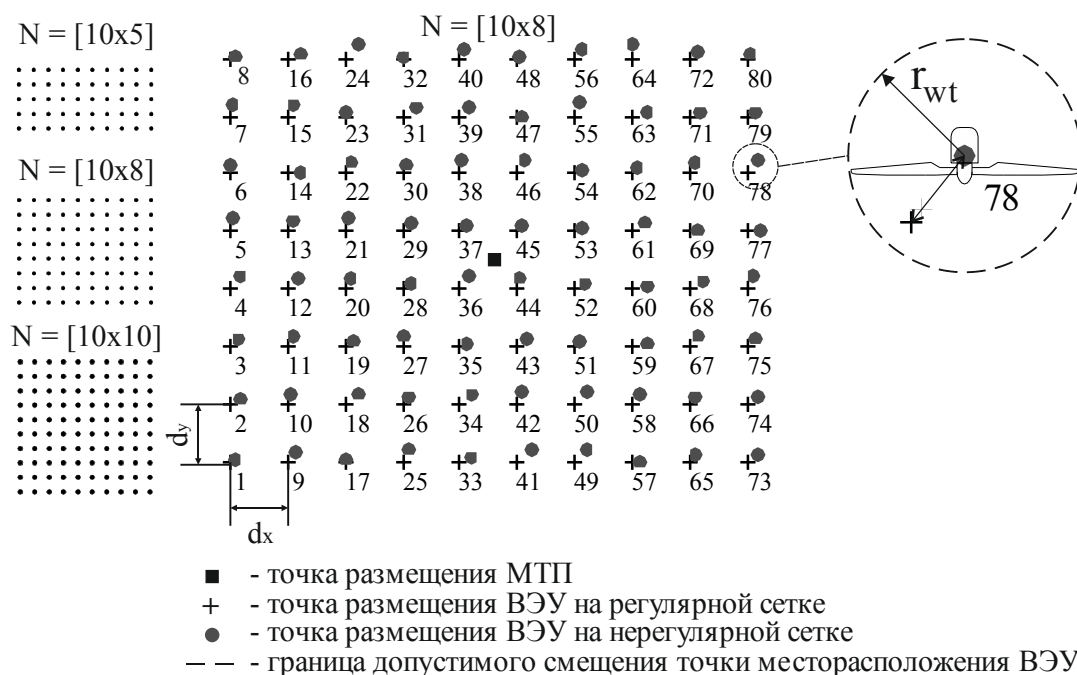


Рисунок 4.5 – Пример тестового плана расстановки ВЭУ

Для получения статистически значимых оценок сравнения алгоритмов, выполнялось по 50 запусков алгоритма для каждой генерируемой компоновки. При этом дистанции между узлами сетки задавались, случайным образом в пределах от $5D$ по $11D$. Смещение точки месторасположения ВЭУ, относительно узла прямоугольной регулярной сетки, осуществляется в пределах допустимого участка ограниченного окружностью с радиусом равным радиусу ветроколеса (r_{wt}).

Диаграммы разброса показателя целевой функции ($cost$) и составляющих стоимости системы сбора мощности – стоимости кабелей, стоимости распределительных устройств подстанции и дополнительных РУ, устанавливаемых на ВЭУ, при различных тестовых случаях приведены на рисунке 4.6.

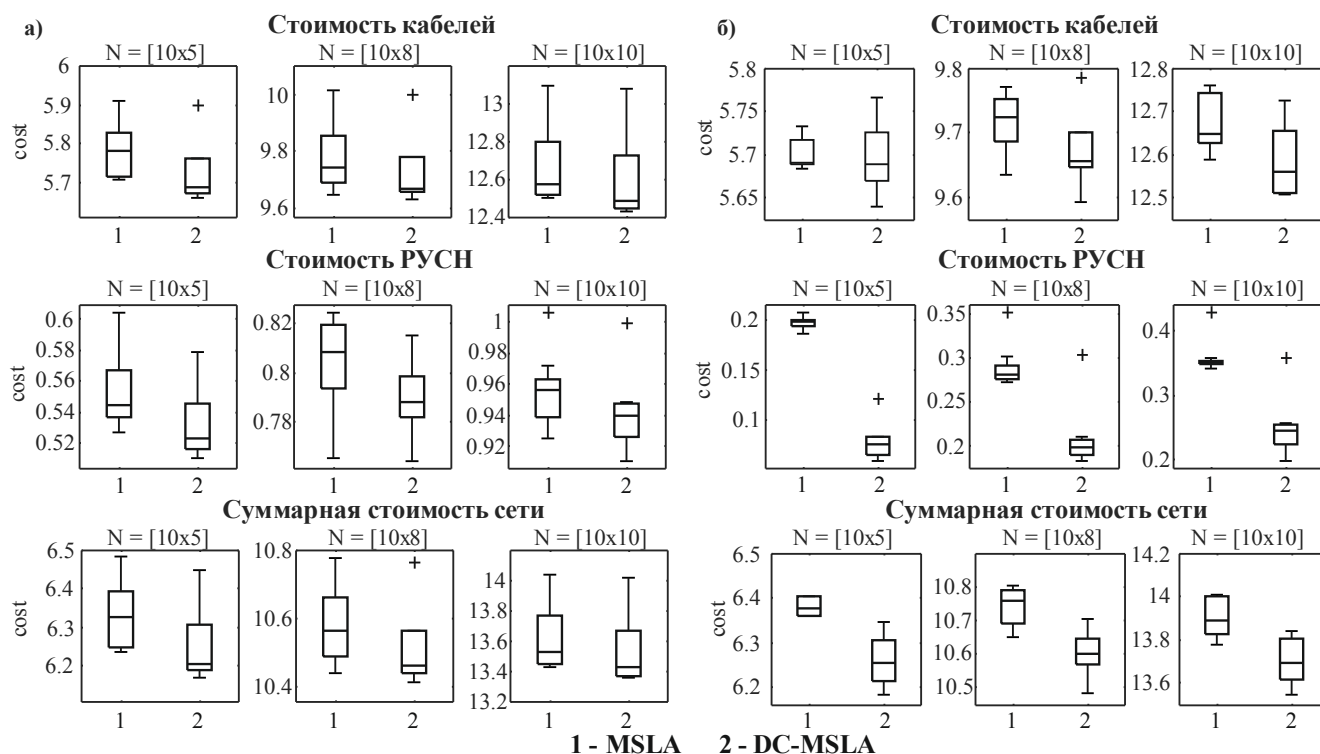


Рисунок 4.6 – Сопоставление стоимостных показателей сети: а – радиальная конфигурация; б – радиальная-разветвленная конфигурация

Результаты исследования показывают, что общая стоимость конфигураций кабельной системы, построение которых выполнено алгоритмом DC-MSLA в среднем на 1,16% и 1,7% ниже по сравнению с решениями, полученными при использовании стандартного алгоритма MSLA. Улучшение достигается в большей степени за счет снижения затрат на распределительные устройства, затраты на которые в случае построения радиальной топологии сети ниже на 2,8% и почти на 40% для разветвленной конфигурации, что подтверждает эффективность модифицированного алгоритма для решения поставленной задачи. Стоимость кабелей для схем, построенных при помощи DC-MSLA на 1% и 0,5% меньше, чем при использовании оригинального алгоритма.

В целях демонстрации качественного различия схем построенных при помощи модифицированного и оригинального алгоритма, выполнено построение схемы кабельных соединений для фактической схемы расстановки ВЭУ МВЭС «Horns Rev 1» (с месторасположением МТП в центральной точке схемы) и сравнение результатов построения с решением, полученным при использовании оригинального алгоритма MSLA. Исходные данные необходимые для расчета: мощность ВЭУ – 2 МВт, кабели с площадью сечения 150 и 400 мм² с допустимым длительным током 384 и 600 А. Стоимость кабелей и распределительных устройств рассчитываются по методике, приведенной в разделе 3.3.

Построенные схемы кабельных соединений показаны на рисунке 4.7 и показатели эффективности решений для каждой схемы сведены в таблице 4.2.

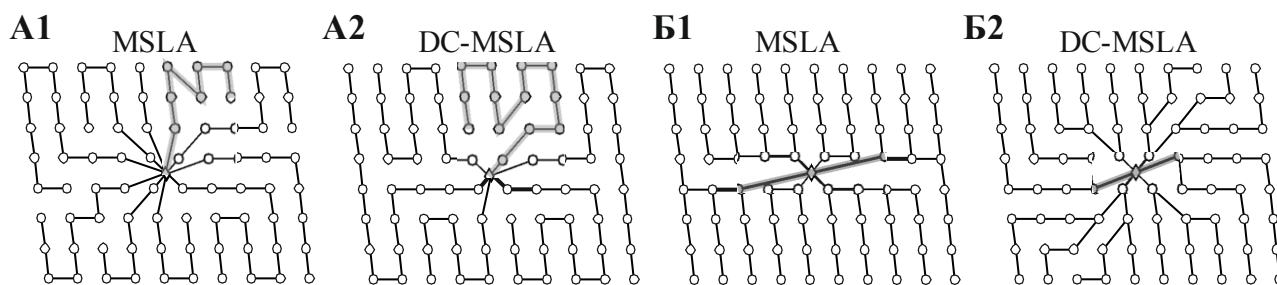


Рисунок 4.7 – Сравнение стандартного MSLA и модифицированного алгоритма DC-MSLA на примере синтеза кабельной системы с радиальной и радиальной-разветвленной конфигурацией: A1, A2 – радиальная ; B1, B2 – с ответвлениями

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 перемычки (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

Таблица 4.2 – Результаты сравнения стандартного и модифицированного алгоритма синтеза сети

Номер схемы	Алгоритм	Конфигурация	Показатели стоимости сети				
			L, км	C_{cs}	C_{SGMV}	$C_{SG.WT}$	Cost
A1	MSLA	радиальная	46,07	10,95	0,74	–	11,70
A2	DC-MSLA		44,17	10,66	0,47	–	11,13
B1	MSLA	радиальная-разветвленная	44,74	11,36	0,47	0,356	12,18
B2	DC-MSLA		45,53	11,12	0,47	0,305	11,90

Примечание: L – общая протяженность кабелей системы сбора мощности, км; C_{cs} – объем затрат на кабели; C_{SGMV} – объем затрат на РУСН трансформаторной подстанции; $C_{SG.WT}$ – объем затрат на дополнительные РУСН; Cost – суммарные затраты на систему сбора мощности МВЭС

В данном случае, модифицированный алгоритм позволяет снизить стоимость сети радиальной и разветвленной топологии на 4,8% и 2,4% по сравнению с оригинальным алгоритмом, что в большей степени достигается за счет снижения затрат на распределительные устройства.

4.4 Методика повышения качества оптимизации путем параметризации функции компромиссных решений алгоритма

Для улучшения качества решений используется стратегия, основанная на введении дополнительных параметров функции компромиссных решений [79,80], изменение которых позволяет варьировать дистанции между точками геометрического расположения узлов и тем самым влиять на порядок добавления связей при построении остоного дерева.

Используя подобный способ, функция расчета компромиссных решений алгоритма DC-MSLA (4.11) была дополнена несколькими варьируемыми параметрами:

$$sv_{(i,j)} = g_j^t - (\alpha \times c_{(i,j)}^t + (g_j'' - g_i^t)) + |g_i^t - g_j^t| \times \beta + (w - \omega_{(i,j)}) \times \gamma, \quad (4.15)$$

где α – параметр масштабирования дистанций между нецентральными узлами; β – параметр асимметрии расстояний между нецентральными узлами и центральным узлом; γ – весовой коэффициент стоимости степени узлов.

Параметр масштабирования (α) влияет на дистанции между точками узлов, позволяя пропорционально увеличивать или уменьшать стоимость связей между узлами. Параметр (β) вносит асимметрию между нецентральными узлами и корневым узлом сети. В расчетную функцию также добавлен параметр (γ), который позволяет регулировать влияние стоимости степеней узлов. В качестве дополнительного регулируемого параметра, также используется показатель степени (p) в формуле расстояния Минковского [169], посредством которой рассчитывается дистанция между узлами:

$$l_{(i,j)} = \sqrt[p]{|x_i - x_j|^p + |y_i - y_j|^p}, \quad (4.16)$$

где (x,y) – координаты точек геометрического расположения узлов сети; p – параметр, определяющий метрику расстояния (при $p=1$ - расстояние городских кварталов, $p=2$ - евклидово расстояние, $p>2$ - расстояние Чебышева).

Эффект, получаемый при варьировании параметров функции (4.15), показан на рисунке 4.8.

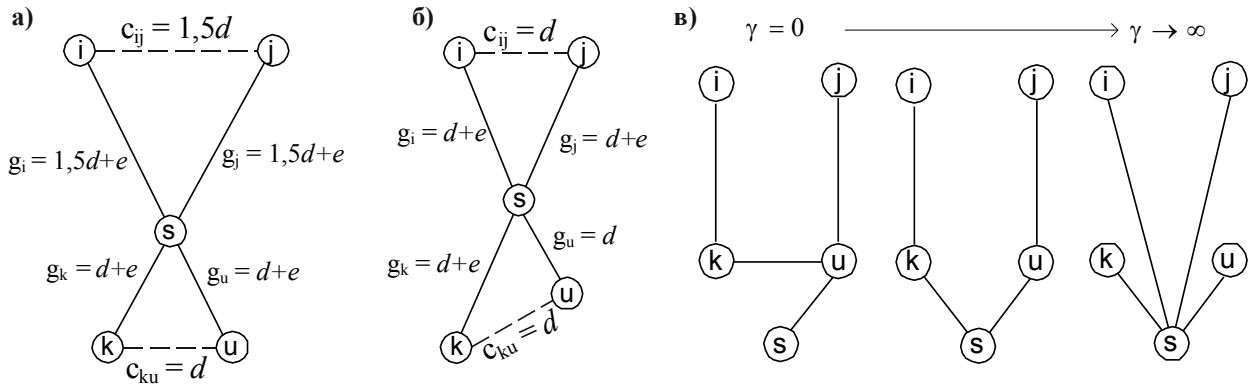


Рисунок 4.8 – Влияние параметров функции компромиссных решений на расстояния между узлами графа и результат построения остова дерева:

а – параметр масштабирования; б – параметр асимметрии; в – коэффициент стоимости степени узла сети

Расстояния между двумя точками на плоскости при различных показателях метрики показаны на рисунке 4.9.

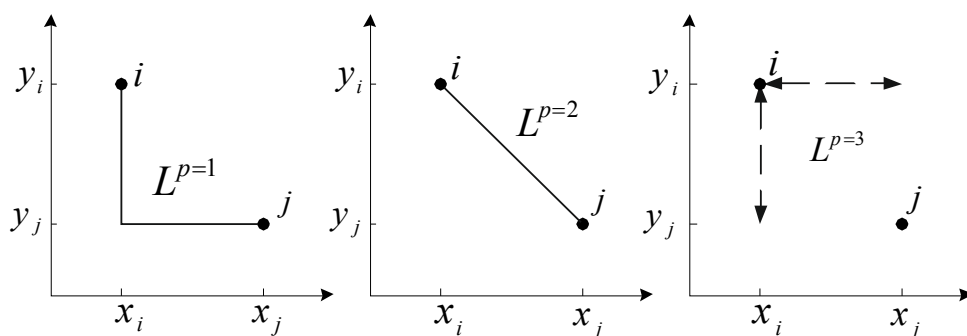


Рисунок 4.9 – Дистанция между двумя точками при варьировании параметра показателя метрики расстояния (p)

На рисунке 4.10 продемонстрированы различные варианты схем кабельной системы для расстановки ВЭУ МВЭС «Horns Rev 1» с размещением МТП в центральной точке массива, при различных заданных значениях параметров функции компромиссных решений алгоритма DC-MSLA. Ввиду того, что в данном примере влияние параметра масштабирования (α) оказалось незначительным, приведены результаты синтеза схем при варьировании параметров метрики расстояний (p), асимметрии расстояний (β) и множителя стоимости степени узлов (γ).

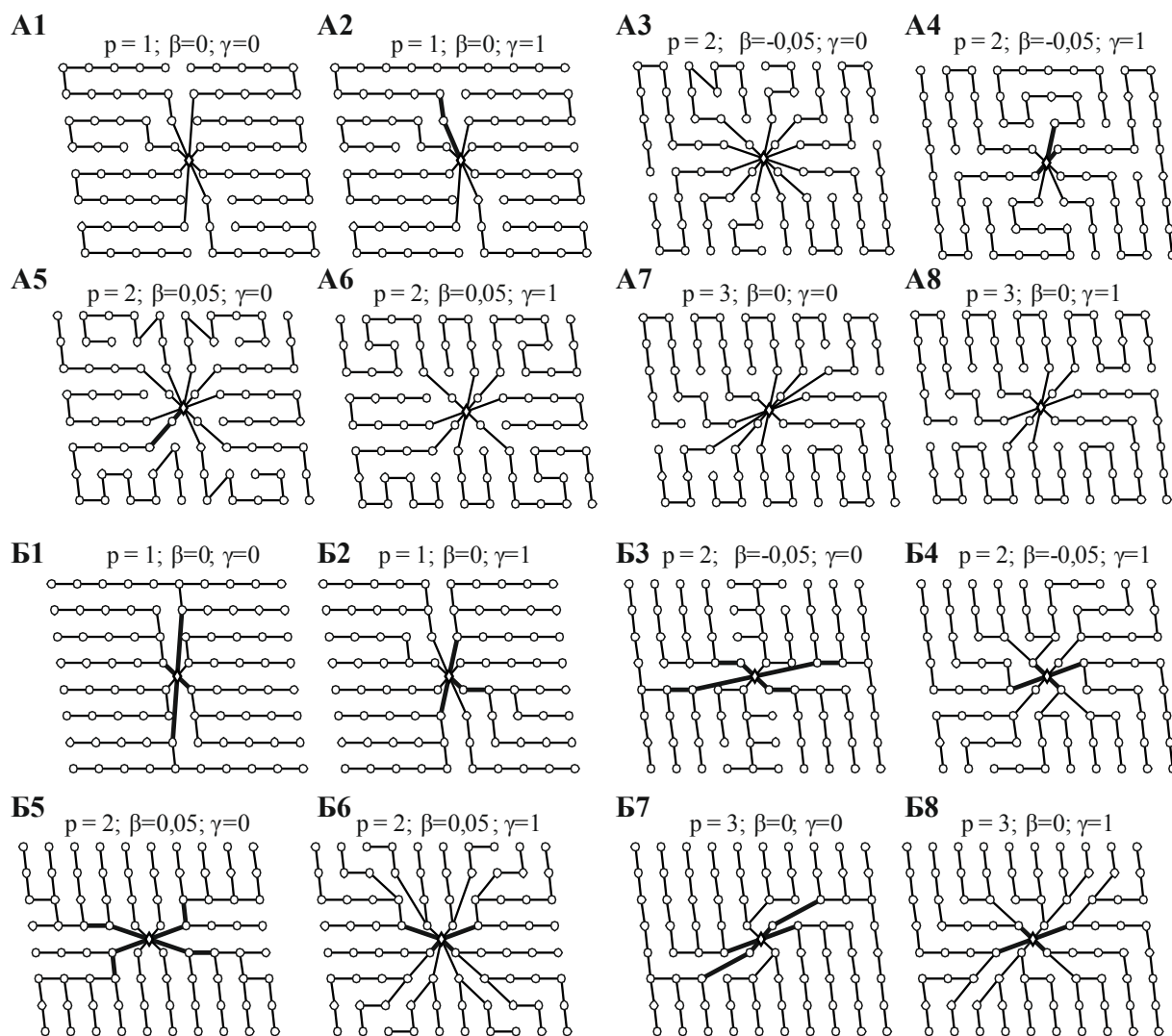


Рисунок 4.10 – Результаты синтеза схем при варьировании параметров функции компромиссных решений алгоритма

Результаты сравнения стоимостных показателей полученных схем при варьировании параметров алгоритма сведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Зависимость стоимости сети от параметров алгоритма

Номер схемы	Параметры алгоритма			Показатели стоимости сети				
	p	β	γ	L, км	C_{cs}	C_{SGMV}	$C_{SG.WT}$	Cost
Радиальная конфигурация (А)								
A1	1	0	0	46,17	10,98	0,604	–	11,58
A2	1	0	1	45,66	11,03	0,604	–	11,64
A3	2	-0,05	0	46,71	11,10	0,806	–	11,91
A4	2	-0,05	1	44,26	10,71	0,537	–	11,25
A5	2	0,05	0	46,84	11,27	0,671	–	11,27
A6	2	0,05	1	45,55	10,83	0,604	–	11,43
A7	3	0	0	46,75	11,12	0,736	–	11,85
A8	3	0	1	44,78	10,65	0,604	–	11,25
Радиальная-разветвленная конфигурация (Б)								
Б1	1	0	0	45,58	11,27	0,47	0,254	11,99
Б2	1	0	1	45,13	11,05	0,60	0,204	11,86
Б3	2	-0,05	0	44,89	11,39	0,47	0,458	12,32
Б4	2	-0,05	1	45,26	11,07	0,47	0,254	11,79
Б5	2	0,05	0	44,55	11,30	0,60	0,407	12,31
Б6	2	0,05	1	47,98	11,72	0,60	0,305	12,63
Б7	3	0	0	45,30	11,36	0,47	0,356	12,18
Б8	3	0	1	45,87	11,30	0,47	0,356	12,13

Примечание: p – параметр метрики расстояния; β – параметр асимметрии; γ – множитель стоимости степени узлов; L – общая протяженность кабелей системы сбора мощности, км; C_{cs} – объем затрат на кабели; C_{SGMV} – объем затрат на РУСН трансформаторной подстанции; $C_{SG.WT}$ – объем затрат на дополнительные РУСН; $Cost$ – суммарные затраты на систему сбора мощности МВЭС

Исследование влияния параметров на результат построения схемы со случайной расстановкой турбин и при различных размерах ветропарка, выполнено по аналогии с исследованием, описанным в разделе 4.3. Зависимости стоимости сети с различным количеством узловых точек (N) при варьировании параметров функции компромиссных решений показаны на рисунке 4.11 (для радиальной топологии) и рисунке 4.12 (для радиальной разветвленной топологии сети).

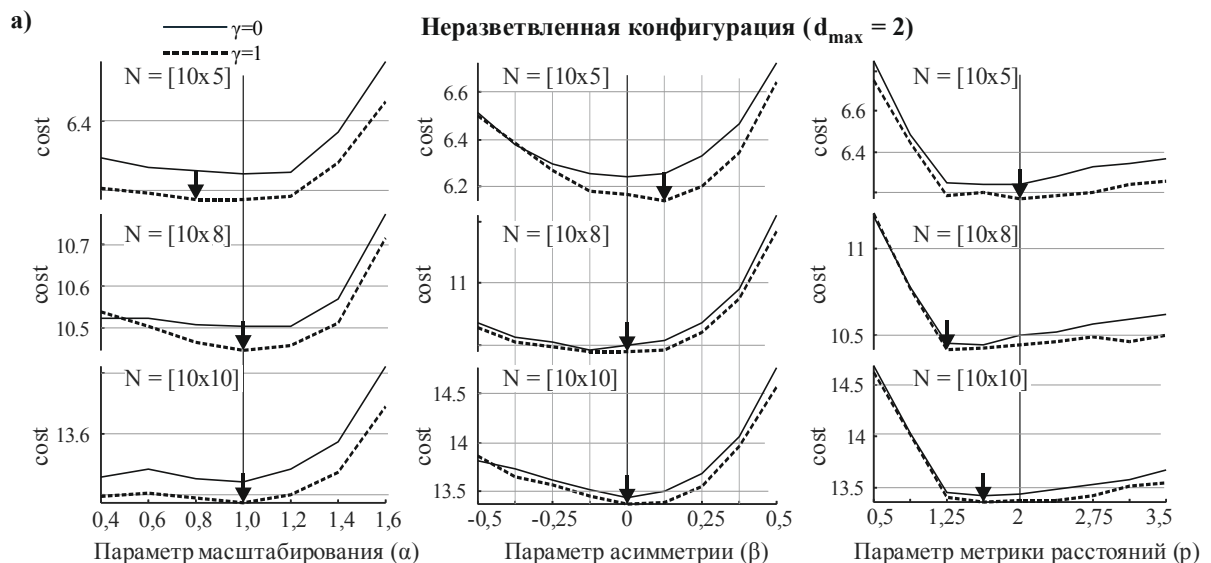


Рисунок 4.11 – Изменение стоимости сети радиальной конфигурации при варьировании параметров функции компромиссных решений

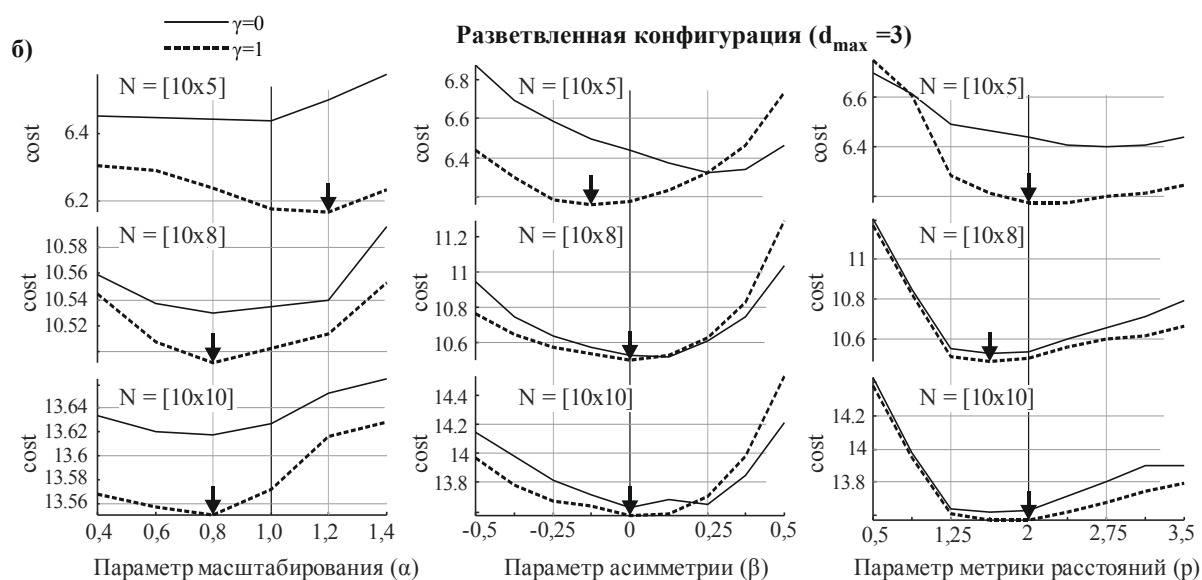


Рисунок 4.12 – Изменение стоимости сети разветвленной конфигурации при варьировании параметров функции компромиссных решений

Видно, что в некоторых случаях лучшие решения могут быть получены при некотором отклонении регулируемых параметров от их стандартных значений. Очевидно, что при множестве возможных вариантов расстановки ВЭУ для получения наилучшего решения, необходимо осуществить корректный подбор значений параметров алгоритма, что может быть выполнено посредством метаэвристического алгоритма оптимизации.

Эволюционные алгоритмы, такие как GA и оптимизация роя частиц (PSO), имеют хорошую производительность при нахождении окончательного решения для задач нелинейной оптимизации с ограничениями [82]. В данной работе для поиска оптимальных параметров применяется алгоритм PSO, поскольку он имеет более высокую вычислительную эффективность при решении нелинейных задач с непрерывными проектными переменными по сравнению с GA.

Блок-схема гибридного алгоритма показана на рисунке 4.13.

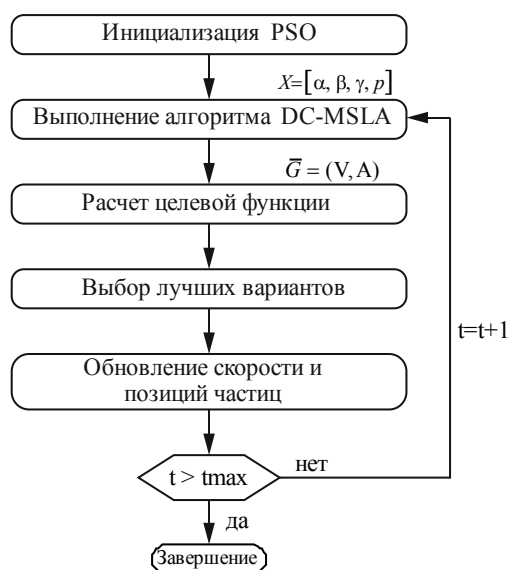


Рисунок 4.13 – Блок-схема гибридного алгоритма DC-MSLA+PSO

Целевая функция алгоритма подбора параметров (PSO) может дублировать целевую функцию эвристического алгоритма (количественный показатель стоимости сети или общей длины связей) или же использоваться комплексный показатель (например, показатель себестоимости электроэнергии) без изменения структуры основного алгоритма построения схемы (DC-MSLA).

4.5 Сравнение эффективности эвристических алгоритмов синтеза кабельной системы МВЭС

С целью проверки эффективности предложенной методики синтеза оптимальной структурированной кабельной системы МВЭС проводится ее сравнение с другими алгоритмами оптимизации, в числе которых: эвристический алгоритм построения радиальной конфигурации сети Planar Open Savings (POS) и алгоритм MSLA (с использованием метода устранения пересекающихся связей) для построения разветвленной конфигурации сети. Проверка выполняется по методике, представленной в статьях [72,73], которая предполагает сравнение решений, полученных при использовании эвристических алгоритмов (POS,MSLA,DC-MSLA,DC-MSLA+PSO), с результатом эталонного решения, найденного при помощи коммерческого алгоритма решения задачи целочисленного программирования CPLEX. В приведенных источниках, в качестве одного из тестовых примеров, используется схема расстановки ветроэлектростанции «Walney 1», для которой выполняется синтез кабельной системы.

Фактическая схема компоновки ВЭС и структуры кабельной системы [163] показана на рисунке 4.14.

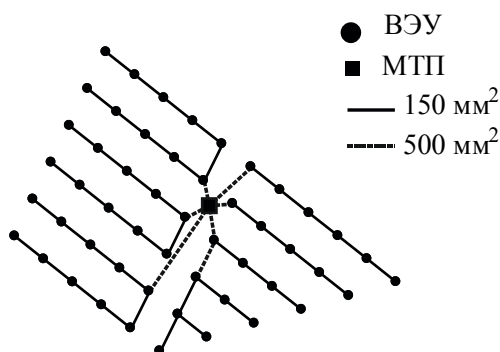


Рисунок 4.14 – Фактическая схема расстановки ВЭУ, месторасположения морской трансформаторной подстанции (ПТ) и схема прокладки кабельных трасс с указанием сечений кабелей для ВЭС «Walney 1»

В ходе тестирования выполняется оценка эффективности предложенного модифицированного эвристического алгоритма (DC-MSLA), а также гибридного подхода заключающегося в использовании метаэвристического эволюционного алгоритма оптимизации роем частиц (PSO) для поиска оптимальных параметров параметризованной функции компромиссных решений алгоритма (DC-MSLA).

В соответствии с оригинальной методикой тестирования [73] мощность каждой ВЭУ принимается равной $P=1$ и проводимость кабелей задается числом подключенных ВЭУ, суммарный ток которых (рассчитанный от номинальной мощности) не превышает допустимого тока кабеля (проводимость кабеля обозначается как C).

Первоначально выполнялось тестирование для случая построения радиальной схемы с использованием кабеля одного сечения при варьировании проводимости кабеля $C=5-10$. В качестве критерия оценки используется показатель общей протяженности связей, который сравнивается с результатом эталонного решения, выполненного алгоритмом CPLEX. Для оценки эффективности сравниваемых алгоритмов используется следующее соотношение

$$\delta = L/L_{opt}, \quad (4.17)$$

где L – общая протяженность кабелей, м; L_{opt} – протяженность связей в оптимизированной конфигурации сети, синтез которой выполнен посредством алгоритма CPLEX, м.

Более качественное решение определяется меньшим значением показателя (δ), которое в идеальном случае должно быть равно 1. Результаты сравнения алгоритма Planar Open Savings (POS), DC-MSLA и гибридного метода DC-MSLA + PSO, сведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Оценка результатов синтеза схемы магистральной конфигурации с кабелем одного типа

Номер тестового случая	Максимальная нагрузка кабеля, C	Оптимальная протяженность, L_{opt} , м	Оценка эффективности δ		
			POS	DC-MSLA	DC-MSLA+PSO
1	5	43539	1,0429	1,0227	1,0177
2	6	41587	1,0376	1,0225	1,0201
3	7	40789	1,028	1,0352	1,0027
4	8	40242	1,0305	1,0362	1,0076
5	9	39752	1,042	1,0167	1,0081
6	10	39541	1,0129	1,0139	1,0023
Максимум			1,0429	1,0362	1,0201
Среднее			1,032	1,025	1,010
Стандартное отклонение			0,0112	0,0093	0,0075

В случае синтеза разветвленной схемы проведено 12 испытаний с различным соотношением максимальной нагрузки кабелей от $C_1=5-6$ и $C_2=5-7$. По аналогии с предыдущим тестом используются данные результата оптимизации выполненной при использовании CPLEX. Согласно методике испытаний [72], принимается, что стоимость кабеля C_2 в 1,7 раз превышает стоимость кабеля C_1 . В таком случае значение критерия сравнения эффективности рассчитывается следующим образом:

$$\delta = \sum (L_{(i,j)}^{C_1} + 1,7 \cdot L_{(i,j)}^{C_2}) / L_{opt}, \quad (4.18)$$

Результаты сравнения алгоритмов MSLA, DC-MSLA и гибридного DC-MSLA+PSO сведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты синтеза схемы радиальной-разветвленной конфигурации с кабелями двух типов различающихся проводимостью

Номер тестового случая	Максимальная нагрузка кабелей, С		Оптимальная протяженность, L_{opt} , м	Оценка эффективности δ		
	C_1	C_2		MSLA	DC-MSLA	DC-MSLA+PSO
1	2	5	59028	1,1063	1,019	1,0057
2	3	5	54095	1,0421	1,0287	1,0093
3	4	5	47243	1,0949	1,0218	1,0147
4	2	6	55589	1,1367	1,063	1,0414
5	3	6	52660	1,0657	1,0414	1,0159
6	4	6	47198	1,0817	1,0231	1,0156
7	5	6	43374	1,1342	1,0302	1,0294
8	2	7	52873	1,167	1,065	1,0338
9	3	7	49354	1,1356	1,0587	1,022
10	4	7	47066	1,0614	1,0308	1,0203
11	5	7	43374	1,1069	1,0354	1,0241
12	6	7	41420	1,0979	1,0535	1,0256
Максимум				1,1025	1,0392	1,0215
Среднее				1,167	1,065	1,0414
Стандартное отклонение				0,0365	0,0167	0,0102

Структурные схемы кабельных систем с радиальной и радиальной-разветвленной топологией для одного из тестовых случаев показаны на рисунке 4.15.

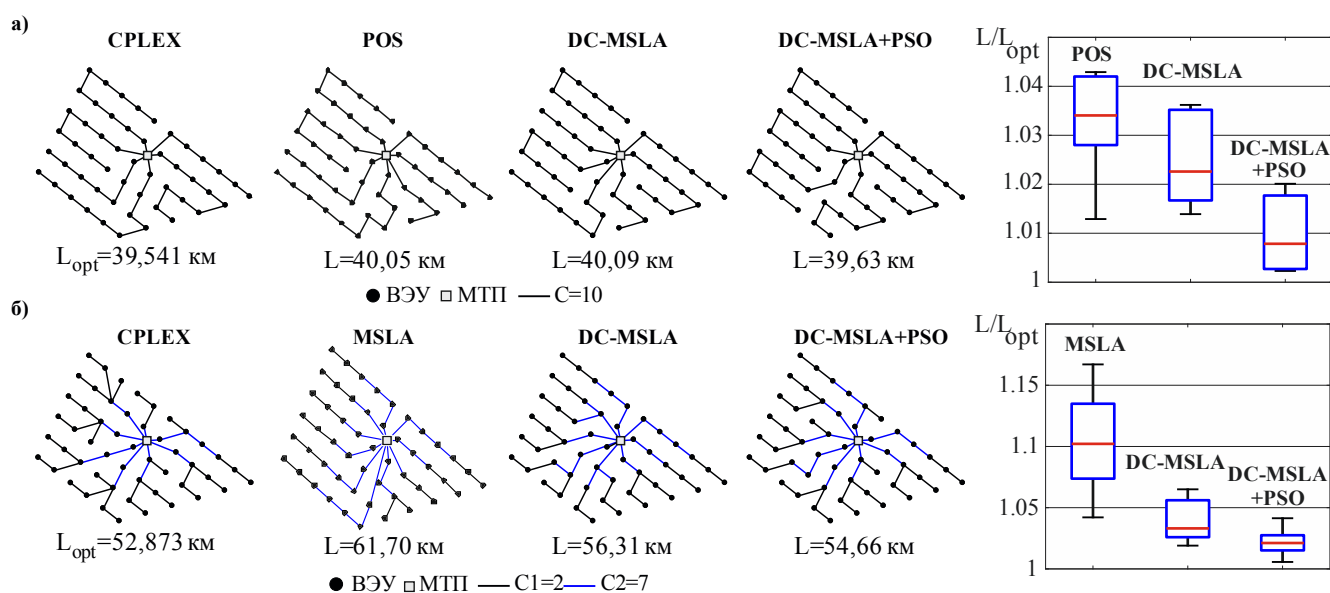


Рисунок 4.15 – Сравнение результатов построения схемы кабельных соединений: а – радиальная конфигурация с кабелем одного типа; б – разветвленная сеть с кабелями двух типов

Результаты испытаний показали, что решения, полученные при использовании модифицированного алгоритма (DC-MSLA) в заданных тестовых случаях, в среднем на 2% и 6% экономичней 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%.

Чтобы продемонстрировать результат использования алгоритма при выполнении реальной проектной задачи, несколько схем существующих МВЭС - «Walney1», «Sheringham Shoal» и «Horns Rev 1» (координаты размещения ветроустановок и подстанций приведены в таблицах приложения Б) были оптимизированы с использованием реалистичных стоимостных показателей кабелей и распределительных устройств, методика расчета которых приведена в разделе 3.3. Список сечений кабелей и их расчетные параметры, сведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры кабелей [170,171]

t	F, мм ²	I _{доп} , А	r _{AC} , Ом/км
1	150	384	0,155
2	185	430	0,129
3	400	600	0,077
4	500	659	0,070

Примечание: F – площадь сечения жилы кабеля; I_{доп} – допустимый длительный ток кабеля; r_{AC} – удельное сопротивление кабеля переменному току

В качестве целевой функции гибридного алгоритма DC-MSLA+PSO используется соотношение капитальных затрат на компоненты системы сбора мощности к максимальному годовому производству электроэнергии:

$$\delta = \frac{C_{cs} + C_{SG.MV} + C_{SG.WT}}{(P_{wf} - \Delta P_{cs}) \times 8760}, \quad (4.19)$$

где C_{cs} – капитальные затраты на кабели системы сбора мощности, тыс. евро; $C_{SG.MV}$ – капитальные затраты на РУСН МТП, тыс. евро; $C_{SG.WT}$ – капитальные затраты на дополнительные РУСН, устанавливаемые на ВЭУ, тыс. евро; P_{wf} – суммарная установленная мощность МВЭС, МВт; ΔP_{cs} – оценочные потери мощности в кабельных линиях в максимальном режиме, МВт.

Полученные в результате оптимизации схемы, изображены на рисунке 4.16.

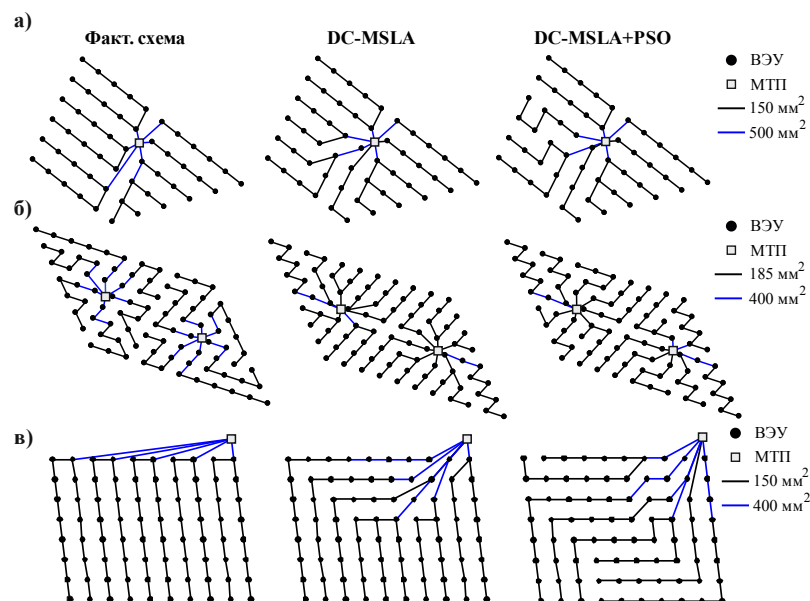


Рисунок 4.16 – Оптимизированные схемы: а – МВЭС «Walney 1»; б – МВЭС «Sheringham shoal»; в – МВЭС «HornsRev1»

Результаты оптимизации сведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Техничко-экономические показатели фактических и оптимизированных конфигураций МВЭС

Показатель	Фактическая схема	Алгоритм		
		MSLA	DC-MSLA	DC-MSLA+PSO
МВЭС «Walney 1» ($P_{wf} = 183,6$ МВт)				
L, км	40,17	40,50	40,34	40,34
C _{CS} , млн. евро	10,65	10,87	10,43	10,43
C _{SG.MV} , млн. евро	0,40	0,47	0,47	0,47
C _{SG.WT} , млн. евро	0,15	0,13	0,13	0,10
ΔP _{кл} , МВт	1,032	0,962	0,915	0,992
δ, евро/кВтч	7,007	7,167	6,892	6,880
МВЭС «Sheringham Shoal» ($P_{wf} = 316,8$ МВт)				
L, км	62,25	62,10	61,72	61,09
C _{CS} , млн. евро	18,04	17,20	16,52	16,32
C _{SG.MV} , млн. евро	0,81	0,94	1,01	1,01
C _{SG.WT} , млн. евро	0	0,30	0,23	0,08
ΔP _{кл} , МВт	1,648	1,374	1,261	1,470
δ, евро/кВтч	6,826	6,675	6,425	6,302
МВЭС «Horns Rev 1» ($P_{wf} = 160$ МВт)				
L, км	53,02	49,60	50,05	50,92
C _{CS} , млн. евро	14,05	13,62	13,40	13,18
C _{SG.MV} , млн. евро	0,34	0,40	0,40	0,47
C _{SG.WT} , млн. евро	0,13	0,10	0,10	0,03
ΔP _{кл} , МВт	1,525	1,345	1,370	1,504
δ, евро/кВтч	10,453	10,163	10,00	9,852

Примечание: L – суммарная протяженность кабельных линий системы сбора мощности; C_{CS} – стоимость кабелей; $C_{SG.MV}$ – стоимость РУСН МТП; $C_{SG.WT}$ – стоимость дополнительного коммутационного оборудования; $C_{ссм}$ – общая стоимость системы сбора мощности; $\Delta P_{кл}$ – максимальные потери мощности в кабельных линиях; δ – целевой показатель

Результаты показывают, что решения, полученные при использовании алгоритма (DC-MSLA) в среднем на 4% экономичней фактических схем компоновки и на 3% лучше результата оригинального алгоритма (MSLA) по показателю целевой функции (δ). Гибридный вариант алгоритма (DC-MSLA+PSO) позволяет получить более качественное решение и снизить целевой показатель в среднем на 5% (относительно фактической конфигурации схемы) и в среднем на 1,2% улучшить результат алгоритма DC-MSLA.

4.6 Методика трассировки пути прокладки экспортирующего кабеля

В разделе описана методика трассировки путей прокладки экспортирующих кабелей обеспечивающих электропередачу от МТП до береговой подстанции электрической сети энергосистемы. Методика реализована на основе алгоритма поиска дерева кратчайших путей, с формированием структуры связей, на которой выполняется поиск, посредством триангуляции двухмерной расчетной сетки при учете ограничений связанных с рельефом морского дна и физическими препятствиями.

Блок-схема предложенного алгоритма изображена на рисунке 4.17.

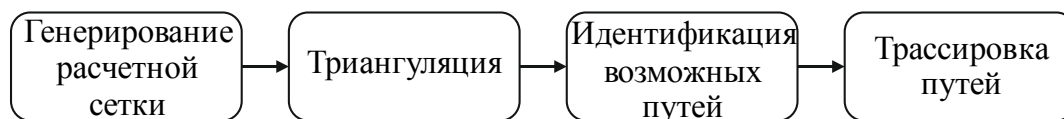


Рисунок 4.17 – Блок-схема алгоритма трассировки путей экспортирующих кабелей

Список необходимых для расчета исходных данных и варьируемых параметров алгоритма трассировки приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Входные данные и параметры алгоритма трассировки

№	Параметр	Обозначение	Примечание
Входные данные			
1	Координаты границ участка МВЭС	XY_{site}	Множество точек координат прямоугольной области с вписанными в нее точками, определяющими места расположения оборудования МВЭС включая береговую подстанцию
2	Координаты точек начала путей	P_m	Координаты узлов графа компоновки МВЭС, определяющих расположения МТП
3	Координаты точки окончания путей	P_s	Координаты точки расположения береговой подстанции
4	Топографические данные	P_{top}	Сетка топографической / батиметрической информации
Параметры алгоритма			
5	Размер расчетной сетки	n_g	Количество узлов регулярной расчетной сетки, являющиеся точками стыковки отрезков кабеля по которым выполняется поиск кратчайших путей его прокладки от точек начала пути до точки окончания пути
6	Допустимая глубина прокладки кабеля	h_{dmax}	Исключает узлы сетки, в точках которых глубина выходит за пределы заданного значения
7	Количество случайных узлов расчетной сетки	n_e	Количество дополнительных стыковочных узлов кабеля, координаты расположения которых, генерируются случайным образом.

Алгоритм включает в себя четыре последовательно выполняемых этапа. На первом этапе выполняется генерирование двумерной регулярной расчетной сетки, покрывающей координатную область поиска путей прокладки кабельных линий, таким образом, чтобы точки начала путей (пункты сбора мощности МВЭС) и точка окончания путей (приемная береговая подстанция) находились внутри границ области расчетной сетки и являлись ее дополнительными (связующими) узлами.

На втором этапе выполняется триангуляция расчетной сетки, посредством которой выполняется построение графа G_g с множеством связей A , создающих область поиска возможных путей трассировки кабелей:

$$G_g = (V_g \cup V_e, A, L),$$

$$L \leftarrow l_{(i,j)} = \sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j - z_i)^2}, (x, y, z) \in P_{top},$$

где V_g – множество узлов регулярной расчетной сетки; V_e – множество дополнительных узлов расчетной сетки, в которое входят начальные узлы путей (узлы пунктов сбора мощности – МТП) и конечный узел путей (узел приема мощности – береговая трансформаторная подстанция); (x, y) – координаты узлов расчетной сетки; z – уровни высот в точках узлов расчетной сетки, м.; L – матрица расстояний между узлами расчетной сетки.

На третьем этапе выполняется идентификация и устранение связей, по которым не может быть проложен путь, ввиду существующих ограничений и физических препятствий. Такими ограничениями могут быть максимально допустимая глубина прокладки кабеля или пересечения экспортирующего кабеля с кабелями системы сбора мощности (что может возникнуть при выполнении трассировки от морской подстанции расположенной внутри границ ветропарка). Получение графа возможных путей, удовлетворяющих заданным ограничениям, осуществляется путем исключения связей графа расчетной сетки G_g образующих пересечения со связями в графе кабельной системы сбора мощности G_{cs} :

$$G' \leftarrow G_g / G_{cs}$$

где G_{cs} – граф системы сбора мощности МВЭС; G_g – граф расчетной сетки путей трассировки; G' – граф расчетной сетки путей трассировки с исключенными пересекающимися связями.

Для устранения пересекающихся связей используется алгоритм идентификации точек пересечения отрезков линии, описанный в разделе 4.2.

Трассировка путей прокладки осуществляется при помощи метода поиска дерева кратчайших путей (алгоритм Дейкстры), являющегося встроенной функцией Matlab для работы с объектами типа «Graph/Digraph» [172].

Функция поиска искомого дерева путей может быть записана следующим образом:

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

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).

На рисунке 4.18 показан результат выполнения трассировки на примере МВЭС «Horns Rev 1» с обходом запрещенных зон (ограничение по допустимой глубине прокладки кабеля).

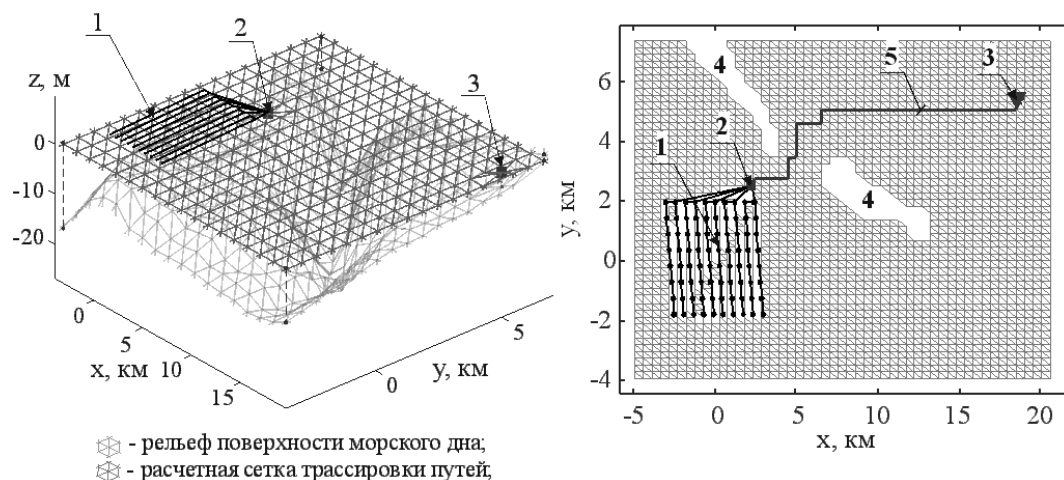


Рисунок 4.18 – Трассировка пути экспортирующего кабеля МВЭС «Horns Rev 1» с ограничением по допустимой глубине прокладки

Пример выполнения трассировки двух экспортирующих кабельных линий от двух МТП размещенных внутри границ массива ВЭУ, продемонстрирован на рисунке 4.19.

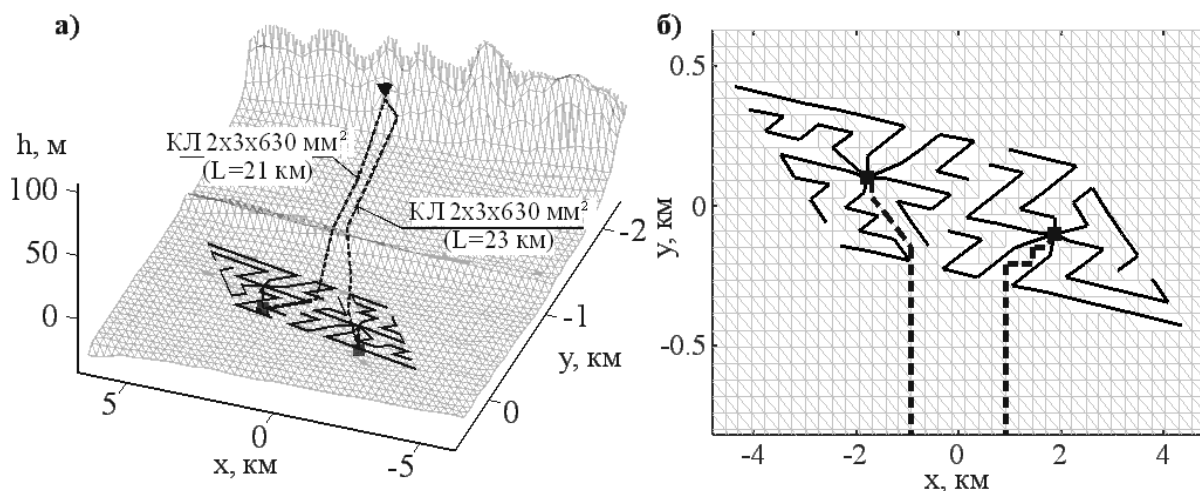


Рисунок 4.19 – Пример выполнения трассировки путей от двух МТП (МВЭС «Sheringham shoal»): а – траектории путей прокладки кабелей; б – расчетная сетка поиска путей

В данном примере, 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. Вариантами решения данной проблемы, может быть либо увеличение разрешения расчетной сетки (что ведет к повышению вычислительной сложности), либо добавление дополнительных связующих узлов сетки в пределах необходимой области, что продемонстрировано на рисунке 4.20.

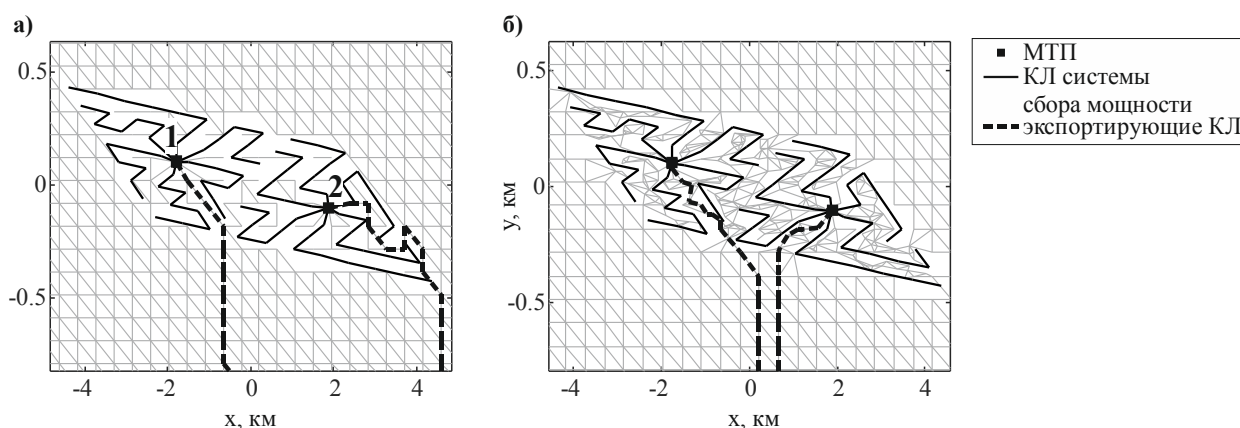


Рисунок 4.20 – Пример выполнения трассировки по расчетной сетке с меньшим разрешением (а) и при включении дополнительных узлов, распределенных случайным образом (б)

На рисунке 4.20-а можно видеть, что при низком разрешении расчетной сетки, существует единственно возможный путь трассировки от второй подстанции, который как можно видеть, не является оптимальным. Однако, при добавлении дополнительных связующих узлов (4.20-б), доступных путей позволяющих выполнить трассировку кабеля без пересечений становится больше, что позволяет найти более короткий маршрут.

4.7 Выводы по разделу

В разделе описана методика построения схемы кабельных соединений системы сбора мощности и поиска оптимальных путей прокладки экспортирующего кабеля системы электропередачи. Математическая формулировка проблемы поиска оптимальной конфигурации кабельной системы сбора мощности, сведена к NP-трудной задаче поиска остоного дерева сети минимальной стоимости с ограничениями на проводимость связей и допустимую степень узлов сети.

Методика решения задачи реализована на основе модифицированного детерминированного эвристического алгоритма DC-MSLA, который в отличие от оригинального MSLA, позволяет выполнять построение схем радиальной и радиальной-разветвленной конфигурации с учетом стоимости затрат на распределительные устройства. Результаты статистического анализа показывают, что решения алгоритма DC-MSLA в среднем имеют на 1,16% (радиальная конфигурация) и 1,7% (радиально-разветвленная конфигурация) меньшую суммарную стоимость сети по сравнению с решениями оригинального алгоритма MSLA.

Для повышения качества решений применена гибридная методика (DC-MSLA+PSO) основанная на введении регулируемых параметров алгоритма DC-MSLA и использования для поиска оптимальных значений данных параметров метода роя частиц (PSO), что позволяет во всех случаях добиться улучшения конечных решений.

Результаты тестирования предложенных алгоритмов показали, что решения, полученные при использовании модифицированного алгоритма (DC-MSLA), в среднем на 2% и 6% экономичней эвристических алгоритмов Planar Open Savings и MSLA. Выполнение оптимизации при помощи гибридного алгоритма DC-MSLA+PSO позволяет получить более точные решения с отклонением целевого показателя (от результата, полученного при использовании коммерческого алгоритма CPLEX) не превышающим 2% и 5%.

5. Методика комплексной оптимизации компоновки энергетического оборудования МВЭС

В разделе 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.

5.1 Общее описание алгоритма оптимизации

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 (раздел 4), выполняющего синтез структуры кабельной системы для каждой оптимизируемой компоновки МВЭС.

Алгоритм выполняется итеративно и на каждой итерации генерируется определенное количество вариантов схем расстановки ВЭУ, для каждой из которых выполняется поиск точки размещения морской подстанции, построение схемы кабельных соединений и трассировка пути прокладки экспортирующего кабеля. Координаты точки размещения МТП и параметры алгоритма DC-MSLA также являются оптимизируемыми переменными.

Топология расчетной сетки задается 12 параметрами, определяющих пространственную ориентацию массива ветроустановок и их взаимное расположение. Данными параметрами задается число продольных и поперечных рядов мест установки турбин, дистанции между турбинами, углы параллельного сдвига по осям, интервалы чередующегося смещения рядов, а также угол поворота на плоскости, угол кругового заполнения, угол и радиус криволинейной (радиальной) деформации массива.

Общая блок-схема алгоритма с детализацией оптимизируемых параметров и целевой функции показана на рисунке 5.1.

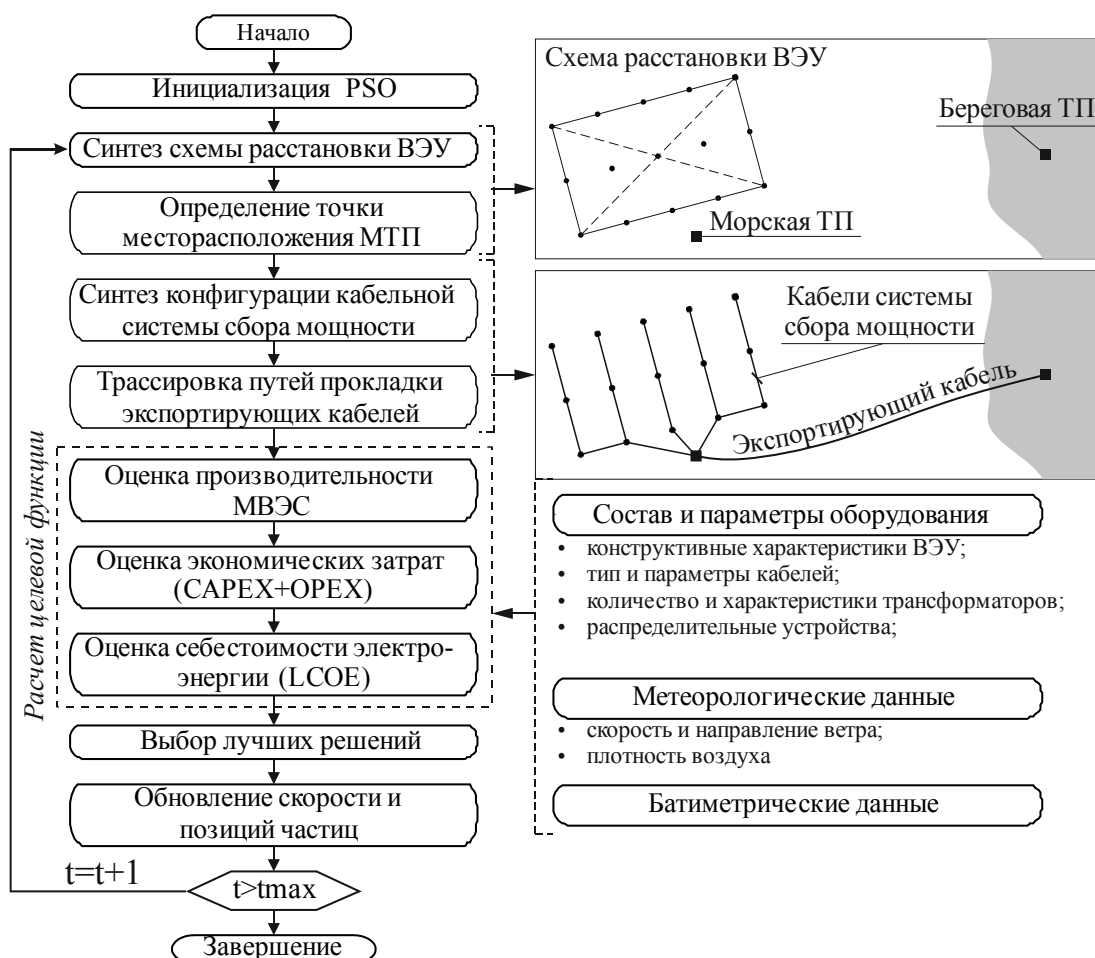


Рисунок 5.1 – Блок-схема методики оптимизации компоновки МВЭС

Таким образом, оптимизационная задача выбора компоновки МВЭС ограничена поиском 18 параметров, число которых не зависит от размера МВЭС (за исключением числа МТП). Множество искомых параметров компоновки может быть записано в следующем виде:

$$X = [n_x, n_y, d_x, d_y, a_x, a_y, s_x, s_y, \theta_{rot}, \theta_{array}, \theta_{def}, R_{def}] \cup (x_{mnp}, y_{mnp}) \cup [\alpha, \beta, p, \gamma], \quad (4.20)$$

Список параметров и пределы их варьирования сведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Список оптимизируемых параметров

№	Параметр	Обозначение	Нижняя	Верхняя
Схема расстановки ВЭУ				
1	Число продольных и поперечных рядов ВЭУ	n_x, n_y	1	–
2	Дистанции между рядами турбин	d_x, d_y	D_{min}	–
3	Интервалы чередующегося смещения	a_x, a_y	0	1
4	Углы параллельного сдвига	s_x, s_y	0	1
5	Угол поворота массива	θ_{rot}	0	2π
6	Угол заполнения массива	θ_{array}	0	2π
7	Угол радиальной деформации	θ_{def}	0	2π
8	Радиус области деформации	R_{def}	0	–
9	Координаты точки центра деформации	x_0, y_0	$-\infty$	$+\infty$
Конфигурация электрической системы				
10	Координаты точки места расположения МТП	x_{mnp}, y_{mnp}	$-\infty$	$+\infty$
11	Параметр масштабирования	α	$-\infty$	$+\infty$
12	Параметр асимметрии	β	$-\infty$	$+\infty$
13	Параметр метрики расстояний	p	>0	3
14	Весовой коэффициент стоимости степени узлов	γ	$-\infty$	$+\infty$

5.2 Способ генерирования симметричных схем расстановки ВЭУ

1) Прямоугольная схема расстановки

Стандартная прямоугольная геометрическая форма компоновки может быть построена посредством синтеза прямоугольной расчетной сетки, множество координат узловых точек которой может быть описано следующими уравнениями:

$$x_{wt(i)} = i \cdot d_x, y_{wt(j)} = j \cdot d_y, \quad (4.21)$$

где $i \in (0 \dots n_x - 1)$ – индекс поперечного ряда; $j \in (0 \dots n_y - 1)$ – индекс продольного ряда; d_x, d_y – интервалы расстояния между рядами; n_x, n_y – количество продольных и поперечных рядов (количество точек узлов расчетной сетки по оси x и оси y).

2) Круговая схема расстановки

Геометрическая форма круговой схемы компоновки ветроустановок определяется параметром угла заполнения массива $\theta_{array} > 0$ при задании, которого, узловые точки расчетной сетки задаются следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} x_{wt(i,j)} &= \frac{d_x}{2 \sin(1/2 \cdot \theta_{array} \cdot (n_y - 1)^{-1})} + i \cdot d_x \times \sin(j \cdot \theta_{array} \cdot (n_y - 1)^{-1}) \\ y_{wt(i,j)} &= \frac{d_x}{2 \sin(1/2 \cdot \theta_{array} \cdot (n_y - 1)^{-1})} + j \cdot d_y \times \cos(j \cdot \theta_{array} \cdot (n_y - 1)^{-1}) \end{aligned}, \quad (4.22)$$

где θ_{array} – угол заполнения массива, рад; d_x, d_y – интервалы расстояния между рядами.

Пример построения схемы компоновки прямоугольной конфигурации продемонстрирован на рисунке 5.2.

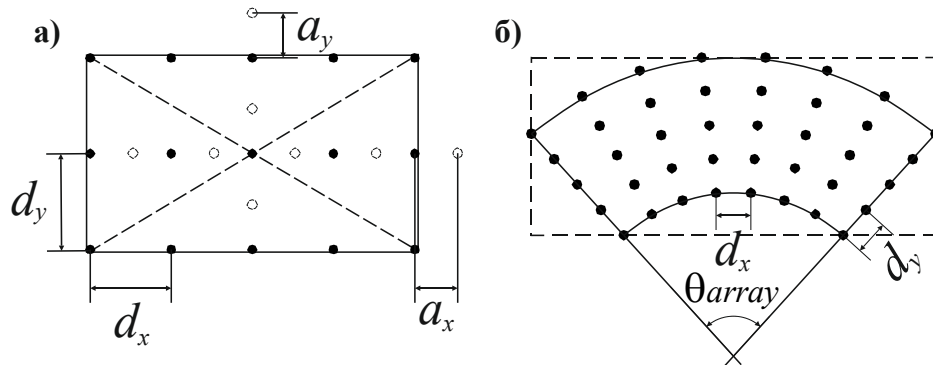


Рисунок 5.2 – Пример построения прямоугольной (а) и круговой (б) сетки

3) Применение геометрических трансформаций

Для обеспечения большей гибкости выбора геометрических форм схемы расстановки ВЭУ, к сгенерированному множеству координат точек расчетной сетки может быть применены трансформации различного типа.

Применение линейных геометрических трансформаций позволяет видоизменять компоновку путем варьирования углов осевого сдвига и вращения:

$$\begin{bmatrix} x' \\ y' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_{rot} & -\sin \theta_{rot} \\ \sin \theta_{rot} & \cos \theta_{rot} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & s_x \\ s_y & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix}, \quad (4.23)$$

где θ_{rot} – угол поворота множества точек, рад.; s_x, s_y – угол осевого сдвига, рад.

Подобное преобразование позволяет выполнить параллельный сдвиг рядов ВЭУ, или произвести поворот всего массива относительно центральной точки.

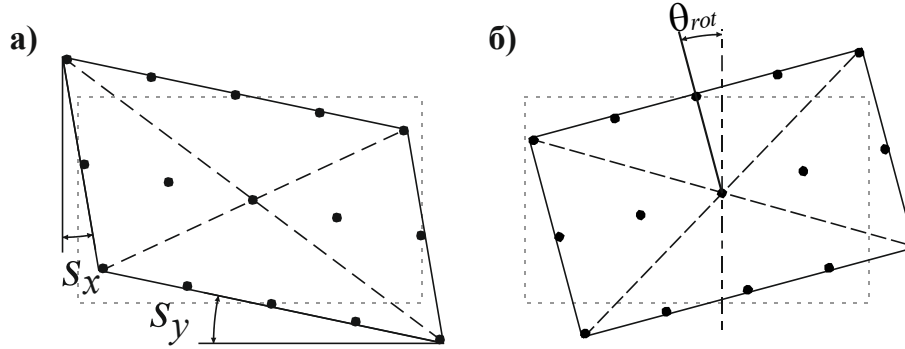


Рисунок 5.3 – Пример выполнения трансформации расчетной сетки:
а – параллельный сдвиг по осям, б – поворот

4) Криволинейная расчетная сетка

Возможность синтеза схем компоновки криволинейной формы достигается посредством применения радиальной деформации множества точек узлов расчетной сетки, что описывается следующей системой уравнений [173]:

$$\begin{aligned} x'' &= (x' - x_0) \cos \lambda - (y' - y_0) \sin \lambda + x_0 \\ y'' &= (x' - x_0) \sin \lambda + (y' - y_0) \cos \lambda + y_0 \end{aligned} \quad (4.24)$$

где x_0, y_0 – координаты точки центра деформации; λ – параметр определяющий радиус и угол деформации.

Параметр (λ) определяется по задаваемым значениям параметров радиуса участка деформации и угла деформации по следующей формуле:

$$\lambda = \exp\left(-\sqrt{(x - x_0)^2 + (y - y_0)^2} / R_{def}\right)^2 \cdot \theta_{def}, \quad (4.25)$$

где θ_{def} – угол деформации, рад; b – радиус участка деформации, м.

Пример построения криволинейной расчетной сетки путем применения деформации к регулярной прямоугольной и круговой сеткам показан на рисунке 5.4.

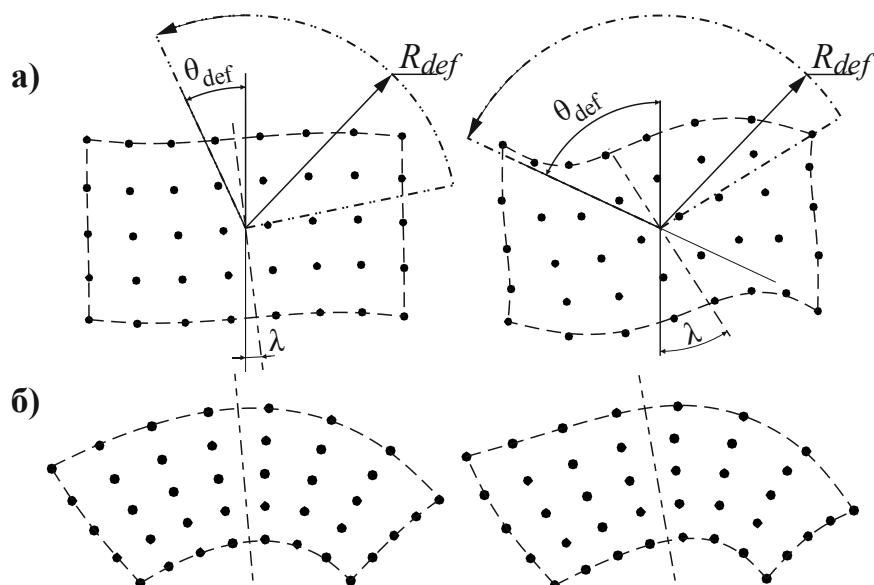


Рисунок 5.4 – Пример построения криволинейной сетки путем применения деформации: а – к прямоугольной сетке; б – к круговой сетке

5.3 Ограничения и расчет целевой функции

Для того чтобы расположить заданное количество турбин в пределах заданных границ, алгоритм генерирует расчетную сетку заведомо больших размеров, покрывающую область участка допустимого размещения объектов и исключает узлы находящиеся за пределами разреженной области. Варьируя значения параметров определяющих геометрическую форму компоновки, алгоритм осуществляет поиск комбинации, удовлетворяющей предварительно заданному количеству ВЭУ, которые требуется разместить (рисунок 5.5).

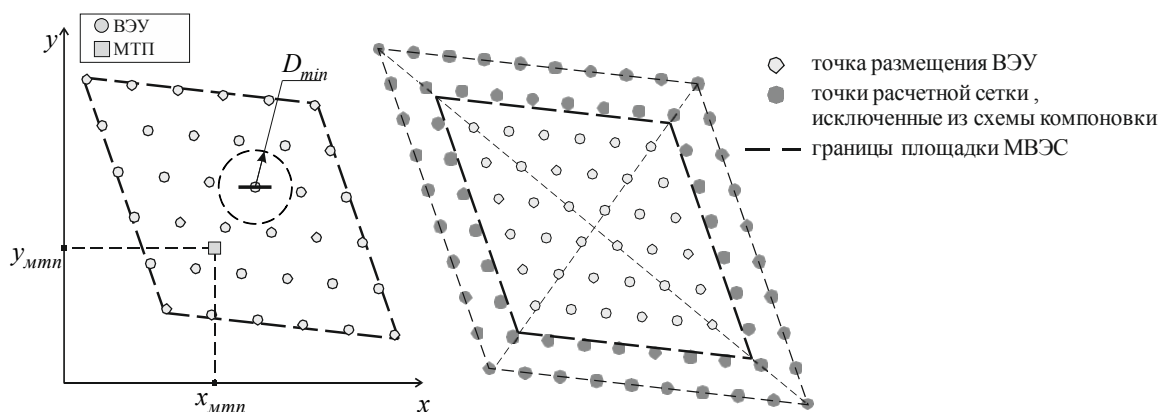


Рисунок 5.5 – Пример выполнения проверки ограничений при размещении ветроустановок и МТП в процессе работы алгоритма оптимизации

В процессе оптимизации необходимой процедурой является проверка условий соответствия компоновки техническим требованиям, к числу которых относятся расположение размещаемого энергетического оборудования (ВЭУ и МТП) в границах заранее определенного участка, а также соблюдение достаточной дистанции между ними в соответствии с требованиями безопасной эксплуатации.

Условия проверки ограничения минимального расстояния между ветроустановками (D_{min}) и максимальной площади зоны их размещения (A_{max}) записываются следующим образом:

$$\sqrt{(x_i - x_j)^2 \pm (y_i - y_j)^2} \geq D_{min}, \forall i \neq j; (i, j = 1, 2, \dots, N_{wt}), \quad (4.26)$$

$$A(X) \leq A_{max}, \quad (4.27)$$

где (x, y) – координаты точек мест расположения ВЭУ; N_{wt} – количество ветроустановок, точки расположения, которых находятся в пределах размеченной области; D_{min} – минимально допустимое расстояние между ВЭУ, выраженное в диаметрах ветроколеса, м.; A_{max} – максимально допустимая площадь участка МВЭС.

Оценка и выбор на каждой итерации наиболее оптимальных вариантов осуществляется путем расчета производительности и стоимости каждой анализируемой конфигурации, для чего используется ранее разработанная модель оценки технико-экономических показателей ВЭС (раздел 3).

При оценке решений выполняется полный расчет стоимости затрат на оборудование, включая ВЭУ и их фундаменты (с учетом глубины в месте их установки), оборудование подстанций и электрической системы, в том числе учитывается стоимость экспортирующего кабеля, которая ввиду изменения в процессе оптимизации точки размещения МТП будет изменяться. Оценка производительности МВЭС включает в себя расчет годового объема производства электроэнергии переданной в сеть (AED), т.е. помимо потерь от аэродинамического эффекта, учитываются электрические потери в кабелях системы сбора мощности, силовых трансформаторах МТП и экспортирующих кабельных линиях.

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

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

где $LCOE(X, t)$ – оптимизируемый показатель нормированной себестоимости электроэнергии зависящий от искомым параметров компоновки МВЭС (X) и расчетного года эксплуатации (t); $CAPEX(X, t)$, $OPEX(X, t)$ – оценки капитальных и эксплуатационных затрат для конфигурации МВЭС; $AED(X, t)$ – суммарный объем электроэнергии переданной в электрическую сеть энергосистемы за год t ; r – ставка дисконтирования.

5.4 Тестирование и оценка эффективности методики комплексной оптимизации

В процессе тестирования методики выполняется оптимизация схемы размещения ветроустановок и подстанции, построение схемы кабельной системы сбора мощности с трассировкой пути прокладки экспортирующего кабеля. Выбор оптимального количества ветроустановок, а

также технических характеристик оборудования, кроме сечений кабелей из заданного набора, не предусмотрен в данном исследовании.

Тестирование методики выполнялось на примере поиска лучшего варианта компоновки ветроэлектростанции, эквивалентной по составу оборудования МВЭС «Horns Rev 1» и расположенной на участке с исходным географическим расположением. Характеристики площадки, состав и параметры оборудования рассматриваемой ветроэлектростанции приведены в разделе 3.4.

Для моделирования скорости ветра используются данные с ближайшей материковой метеостанции (*Blavand*), месторасположение которой, а также статистическое распределение скоростей, приведены в разделе 3.4. В процессе анализа схем оценка производительности МВЭС и моделирование ветрового режима выполнялось по двум сценариям: с фактическим распределением и равномерным распределением скорости ветра по направлениям, с целью получения более надежного варианта компоновки.

Фактическая схема расстановки турбин, с отображением топографии рельефа дна на участке их размещения и характеристики статистического распределения ветра в двух различных сценариях моделирования, приведены на рисунке 5.6.

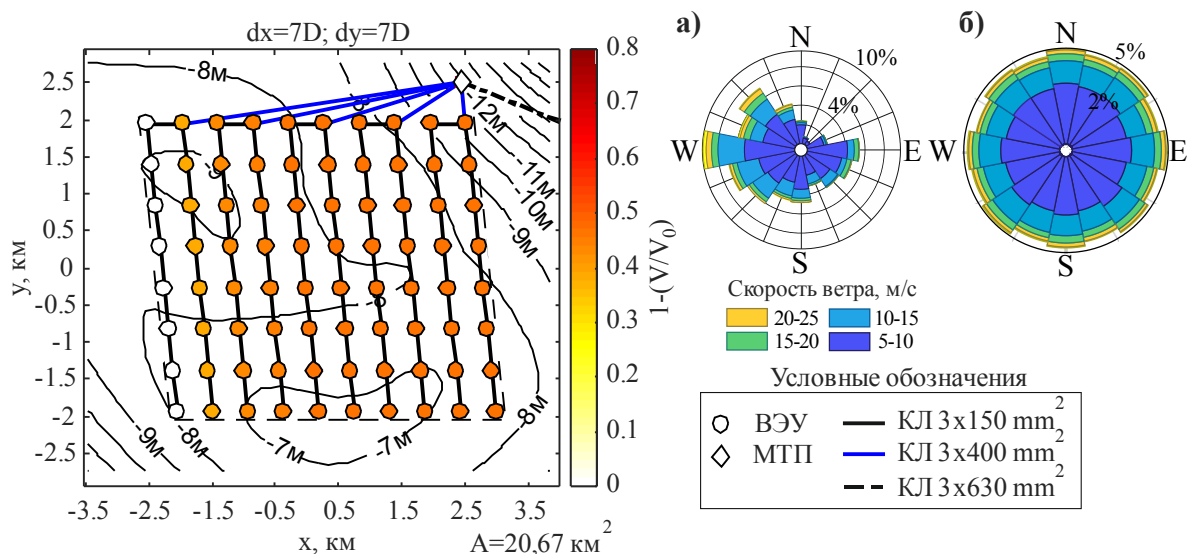


Рисунок 5.6 – Исходная схема МВЭС: а – фактическая роза ветров, б – равномерное распределение направлений ветра

1) Исходные данные для расчета

Капитальные затраты на используемые компоненты МВЭС, параметры которых не задействованы в оптимизации, рассчитаны по методике приведенной в разделе 3.3 и сведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчетная стоимость оборудования МВЭС

Компонент	Количество	Общая стоимость, млн.евро
ВЭУ «Vestas V80 Offshore» (2 МВт)	80	125,57
Трансформатор (160 МВА - 35/110 кВ)	1	1,652
Дизель-генератор	–	0,301
Платформа МТП	1	14,396
Система шин (GIS+AIS)	2	3,786
РУВН (110 кВ)	2	1,161
SCADA	–	5,128
Проектирование	–	6,400

Для проектирования системы сбора мощности задан набор из трех кабелей характеристики, которых эквивалентны используемым в исходной конфигурации. Технические параметры, удельная стоимость и стоимость прокладки кабелей среднего и высокого напряжения, сведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчетные параметры используемых кабелей [170,171]

$F, \text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$r_{\text{АС}}, \text{Ом/км}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$c_{\text{cl}}, \text{тыс.евро/км}$	$c_{\text{i.cl}}, \text{тыс.евро/км}$
150	384	0,155	35	210,797	311,96
400	600	0,076	35	315,382	311,96
630	721	0,066	110	470,367	615,38

Примечание: F – сечение жилы кабеля; $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимая токовая нагрузка кабеля по условию нагрева; $r_{\text{АС}}$ – удельное сопротивление жилы кабеля переменному току; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение кабеля; c_{cl} – удельная стоимость кабеля; $c_{\text{i.cl}}$ – стоимость прокладки 1 км кабельной линии.

В рассматриваемом тестовом примере выполняется построение радиальной разветвленной топологии кабельной системы сбора мощности с учетом стоимости распределительных устройств. Стоимость РУСН, устанавливаемых на ВЭУ и РУСН МТП, согласно формулам (3.38) и (3.37) принимаются $c_{\text{SG.WT}}=21,752$ тыс.евро/шт. и $c_{\text{SG.MV}}=21,752$ тыс.евро/шт., соответственно.

Поскольку средняя глубина в пределах площадки МВЭС составляет $h_d=8$ м, для установки ВЭУ выбираются опорные конструкции типа «моносвая», стоимость которых определяется по формуле №3 таблицы 3.3.

При расчете показателя нормированной себестоимости электроэнергии, ставка дисконтирования принимается равной $r=10\%$, расчетный срок эксплуатации МВЭС $T=20$ лет и эксплуатационные издержки в течение года принимаются в размере 10% от общих капитальных затрат, т.е. $\text{OPEX} = 0,1\text{CAPEX}$.

2) Ход исследования

В ходе тестирования методики выполнен поиск 4 компоновок при различных заданных ограничениях. В первом случае поиск схемы расстановки турбин выполнялся в пределах границ площадки фактической компоновки МВЭС. При этом выполнялось построение схем регулярной (прямолинейной) и нерегулярной топологии. Во втором случае, область размещения ветро-

установок в процессе оптимизации динамически изменяется и размеры участка МВЭС определяются геометрической формой и размером массива точек определяющих места расположения ветроустановок. При этом ограничивающими факторами, влияющими на выбор оптимальной схемы, являются стоимость электрической системы и рельеф морского дна.

Предельные значения управляемых переменных вектора искомых параметров, сведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Диапазоны варьирования параметров модели компоновки

Компонент	Параметры схемы компоновки ВЭУ							Координаты МТП		Параметры алгоритма DC-MSLA			
Параметр	n_x, n_y	d_x, d_y	s_x, s_y	a_x, a_y	θ_{rot}	θ_{array}	θ_{def}	x_{mtp}	y_{mtp}	α	β	p	γ
Нижний предел	10; 10	5D; 5D	-0.2; -0.2	0, 0	0	0	0	-3.5	-3.5	0.5	-0.5	0.5	0
Верхний предел	100; 100	10D; 10D	0.2; 0.2	1, 1	360	360	360	3.5	3.5	3.0	0.5	3.0	8

Примечание: n_x, n_y – число продольных и поперечных рядов ВЭУ; d_x, d_y – расстояния между узлами расчетной сетки; s_x, s_y – параметр углов осевого смещения; a_x, a_y – параметр чередующегося смещения рядов; θ_{rot} – параметр поворота расчетной сетки; θ_{array} – угол заполнения массива; θ_{def} – угол радиальной деформации расчетной сетки; x_{mtp}, y_{mtp} – координаты пункта сбора мощности (МТП); α – параметр масштабирования; β – параметр асимметрии; p – показатель метрики расстояний; γ – множитель стоимости степеней узлов.

Заданные параметры алгоритма роя частиц приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Параметра основного алгоритма оптимизации PSO

Параметр алгоритма PSO	Значение
Размер роя частиц (N)	100
Максимальное число итераций (t_{max})	400
Индивидуальный коэффициент обучения частицы (c_1)	1,49
Социальный фактор обучения частицы (c_2)	1,49
Диапазон коэффициента инерции (w)	0,1-1,1

При выполнении поиска пути прокладки экспортирующего кабеля, размер расчетной сетки задан $n_g=100 \times 100$ узлов, и трассировка выполняется с учетом ограничения на допустимую максимальную глубину, которая задана $h_{dmax} = -20$ м.

3) Результаты оптимизации

Результаты оптимизации компоновки МВЭС с выполнением поиска оптимальной схемы расстановки оборудования показаны на рисунке 5.7, параметры оптимизированных конфигураций, сведены в таблице 5.6.

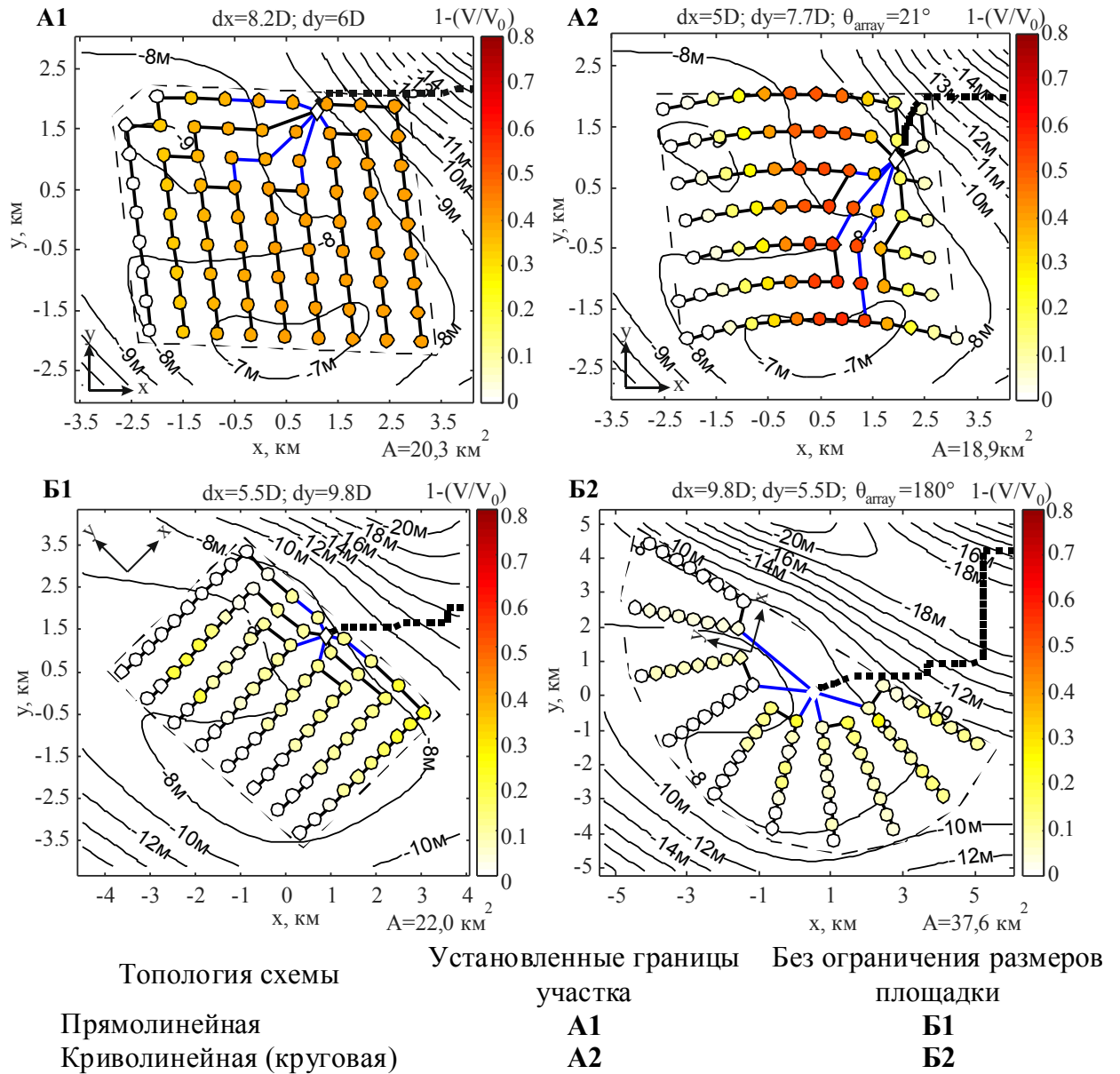


Рисунок 5.7 – Вид оптимизированных схем с визуализацией относительного снижения скорости ветрового потока перед ВЭУ в преобладающем направлении ветра (270 град): A1, A2 – прямолинейная и криволинейная компоновки в пределах установленных границ площадки; B1, B2 – прямолинейная и круговая топологии компоновки, полученные в результате оптимизации без ограничений размеров участка размещения турбин

Таблица 5.6 – Оптимальные параметры модели синтеза схем компоновки

Схема	Тип	d_x, d_y	s_x, s_y	a_x, a_y	θ_{rot}	θ_{array}	θ_{def}	p	α	β	γ
A1	прямолинейная	8,2D; 6D	-0,17; 0	0; 0	0	0	0	1,13	2,29	0,5	0,37
A2	круговая	5D; 7,7D	-0,15; 0	0; 0	0	21	0	2,71	0,88	0,38	0,08
B1	прямолинейная	5,5D; 9,8D	0; 0	0; 0	0,09	-	51,7	2,89	0,88	0,33	0,18
B2	круговая	9,8D; 5,5D	0; -0,19	0; 0	-158	180	146	2,36	2,79	0,25	1,35

Относительные потери мощности от аэродинамического затенения в преобладающем направлении ветра при средней скорости 7,5 м/с показаны на рисунке 5.8.

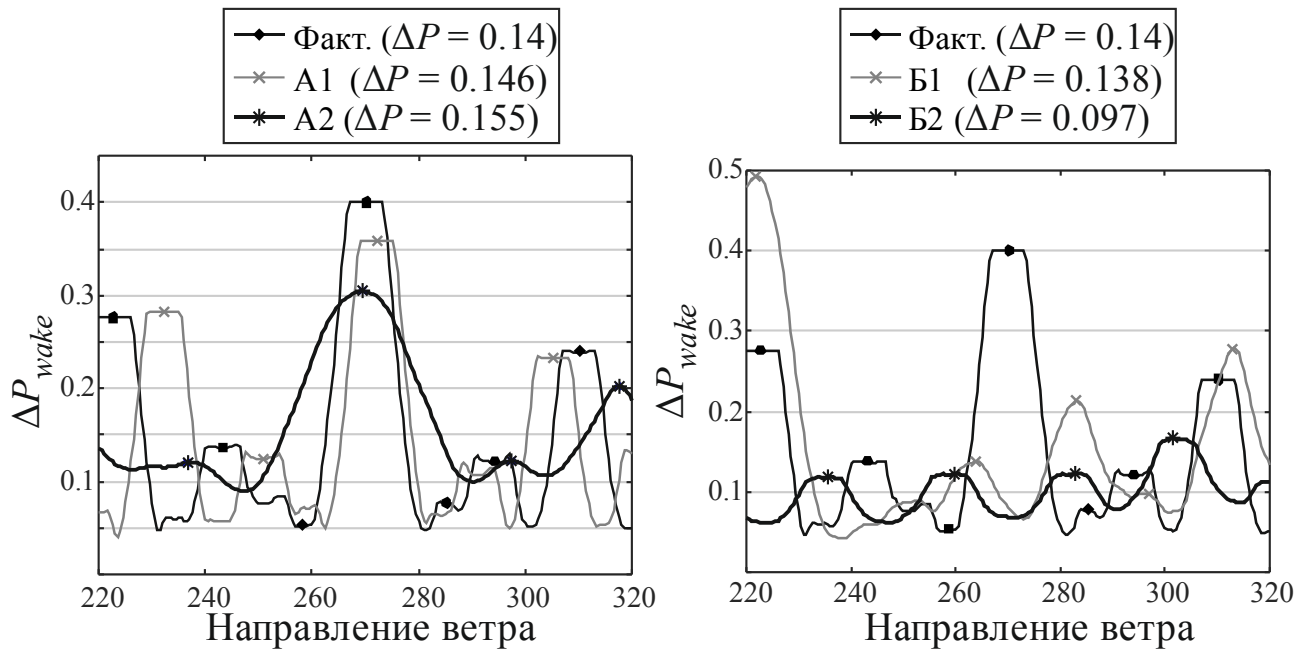


Рисунок 5.8 – Зависимости потерь мощности от направления ветра

Полученные результаты явно демонстрируют преимущество нерегулярных (криволинейных) схем расстановки ВЭУ (схема А2, В2), что выражено в меньшей амплитуде пиков характеристики и меньшем среднем уровне потерь мощности (в случае В2). Ввиду того, что в регулярных схемах (А1, В1) турбины размещаются вдоль прямой линии, следовательно при некотором направлении ветра потери мощности будут максимальными ввиду полного затенения ряда турбин.

В процессе анализа схем оценивались потери электроэнергии при фактическом (неравномерном) и равномерном распределении скорости ветра по направлениям с целью получения более надежного варианта. 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.

При среднегодовом потенциальном количестве электроэнергии (без учета потерь мощности) равном $AEP_{gross} = 595$ ГВтч/год, рассчитанные оценки производительности и себестоимости электроэнергии приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Оценка производительности МВЭС и себестоимости электроэнергии

Показатель \ Схема	Факт.	A1	A2	B1	B2
Фактическое распределение					
AED, ГВтч/год	543,2	557,5	558,1	556,0	567,9
КИУМ	0,388	0,398	0,398	0,397	0,405
ΔW , ГВтч/год	51,78	37,49	36,92	39,02	27,11
LCOE, евро/кВтч	0,0606	0,0577	0,0574	0,0575	0,0563
Равномерное распределение					
AED, ГВтч/год	558,8	558,4	558,5	561,2	571,1
КИУМ	0,396	0,399	0,398	0,400	0,408
ΔW , ГВтч/год	36,62	31,84	34,84	33,07	24,51
LCOE, евро/кВтч	0,0589	0,0576	0,0573	0,0569	0,0560

Примечание: AED – среднегодовое количество электроэнергии, переданной в сеть; ΔW – среднегодовые суммарные потери электроэнергии (потери от аэродинамического затенения и электрические потери в кабельных линиях); LCOE – нормированная себестоимость производства электроэнергии

Более удачные варианты алгоритм находит при выполнении оптимизации без ограничений размера и формы границ площадки МВЭС (B1, B2), что достигается за счет более свободного ориентирования массива ветроустановок на участке таким образом, чтобы в преобладающем направлении ветра потери мощности от аэродинамического затенения были минимальными. Характерно, что в таком случае алгоритм четко располагает массив ВЭУ в границах мелководной зоны (B1, B2), что позволяет контролировать в процессе оптимизации затраты на опорные конструкции ВЭУ. Как показывает результат, 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 B2) 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 МПТ. Характерно, что схема прокладки кабельных трасс для схемы круговой топологии (B2) по структуре идентична схеме исходной конфигурации, и несмотря на большую площадь ветропарка, на 16% экономичней фактической. Такой результат достигается за счет сокращения осевой дистанции между рядами ВЭУ с 7D до 5,5D и расположения МПТ ближе к центральной точке массива, что позволяет сократить протяженность и стоимость межблочных кабелей большого сечения.

Изменение позиции МПТ приводит к увеличению протяженности высоковольтного кабеля, однако как показывает расчет, данное изменение компенсируется сокращением затрат на кабели внутренней системы сбора.

Схемы пути прокладки высоковольтного экспортирующего кабеля показаны на рисунке 5.9.

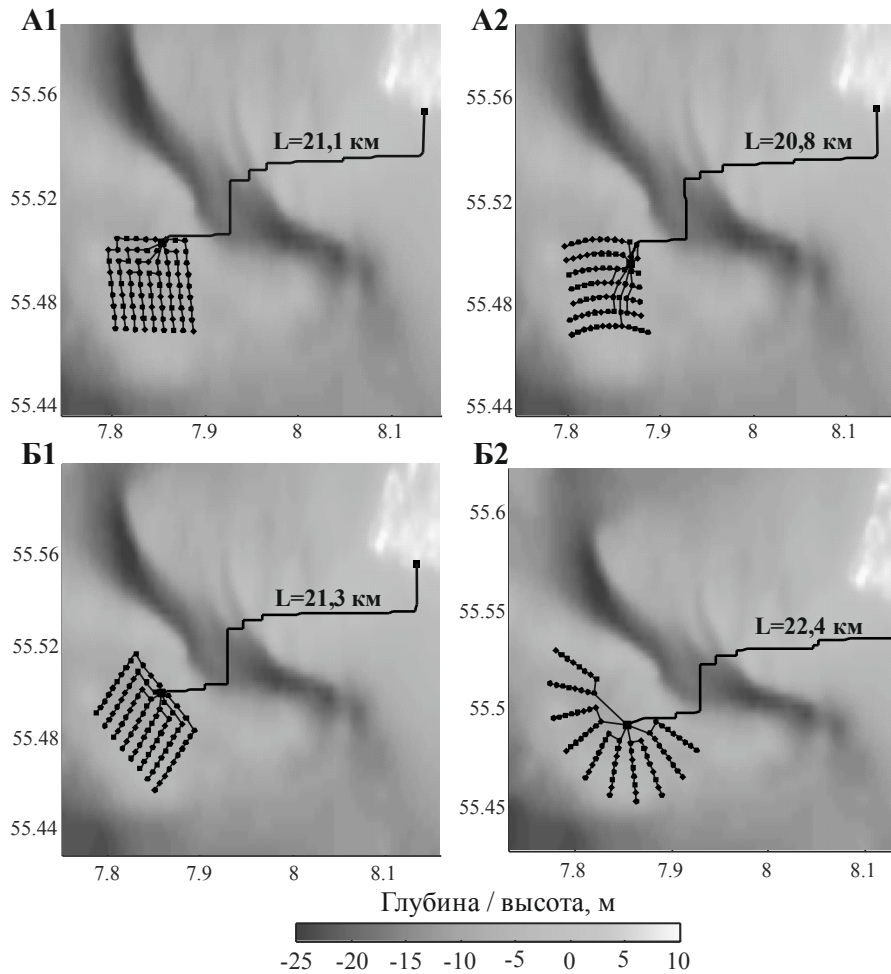


Рисунок 5.9 – Схемы путей прокладки экспортирующего кабеля

Результаты расчета основных технико-экономических показателей сведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Техничко-экономические показатели схем

Показатель \ Схема	Факт.	A1	A2	Б1	Б2
L_{MV} , км	54,1	42,6	40,2	40,2	38,4
L_{HV} , км	20,1	21,1	20,9	21,3	22,4
C_F , млн.евро.	64,9	64,9	65,0	65,0	65,0
C_{CS} , млн евро.	50,27	43,63	42,22	42,32	42,02
C_{SW} , млн.евро.	1,56	1,57	1,69	1,55	1,56
CAPEX, млн.евро.	275,3	268,7	267,4	267,4	267,2

Примечание: ΔP_{wake} – относительные потери мощности, вызванные аэродинамическим затенением турбин; L_{MV} – протяженность кабельных линий сети среднего напряжения (системы сбора мощности); L_{HV} – протяженность кабельной линии системы электропередачи (экспортирующий кабель); C_F – капитальные затраты на опорные конструкции ВЭУ; C_{CS} – затраты на кабели системы сбора мощности; C_{SW} – затраты на распределительные устройства; CAPEX – общая сумма инвестиций на строительство МВЭС

Результаты сравнения стоимостных показателей, оценки производительности и расчетные значения нормированной стоимости электроэнергии представлены в виде диаграммы на рисунке 5.10.

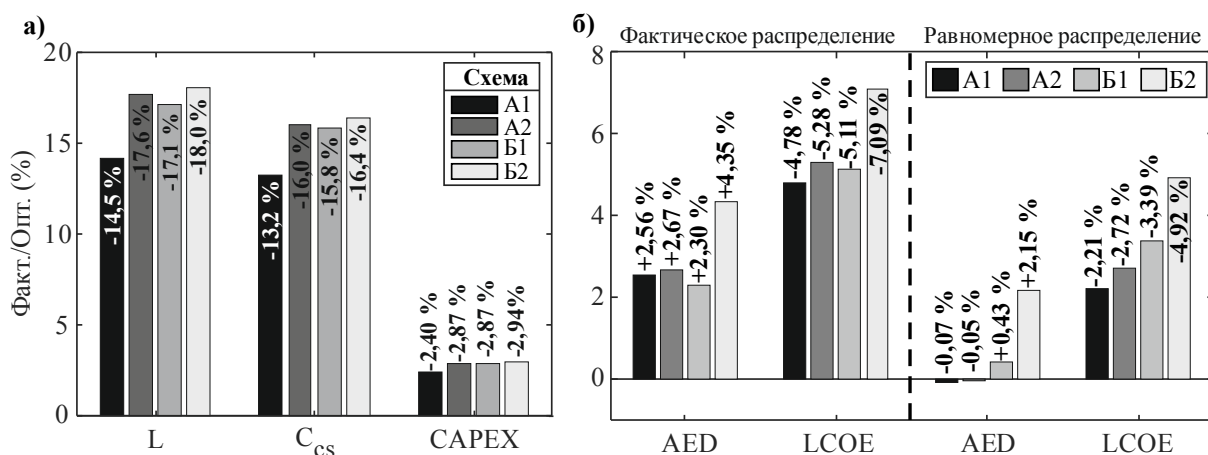


Рисунок 5.10 – Сравнение технико-экономических показателей полученных решений: а – сопоставление показателей общей протяженности кабельных линий (L), стоимости системы сбора и передачи мощности (C_{CL}) и капитальных затрат на строительство МВЭС (CAPEX); б – среднегодовая выработка электроэнергии (AED) и нормированная себестоимость электроэнергии (LCOE) при фактическом и равномерном распределении ветра по градиациям направления

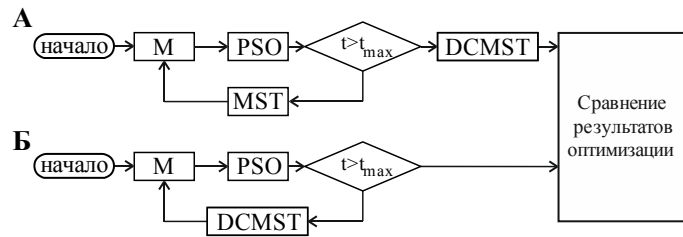
5.5 Сравнение эффективности применения упрощенной и комплексной методики оптимизации

Целью исследования является оценка эффективности комплексного подхода к решению задачи оптимального проектирования компоновки МВЭС, предполагающей одновременное выполнение поиска оптимальной схемы расстановки ВЭУ и построения структуры кабельной системы сбора мощности. Методика проверки заключается в сравнении результатов последовательного подхода, при котором процедуры поиска схемы расстановки ВЭУ и построения схемы кабельной разводки выполняются раздельно с результатами, полученными при использовании комплексного подхода.

В первом случае синтез электрической схемы осуществляется с использованием упрощенной методики, принцип которой заключается в использовании метода построения минимального остоного дерева без ограничения на проводимость и по суммарной протяженности связей рассчитывается общая стоимость кабелей. Удельная стоимость кабеля принимается равной 627,3 тыс.евро / км, что соответствует удельной стоимости кабеля сечением 400 мм² с учетом затрат на прокладку (таблица 5.3).

Во втором случае поиск оптимальной компоновки МВЭС выполняется при использовании комплексной методики, осуществляющей одновременную оптимизацию размещения ВЭУ и синтеза кабельной системы с учетом технических ограничений и детальным расчетом затрат.

Блок-схема проведения сравнительного анализа показана на рисунке 5.11.



М – расчетная модель МВЭС; PSO – алгоритм роя частиц; MST – алгоритм построения минимального остовного дерева; DCMST – алгоритм построения минимального остовного дерева с ограничениями

Рисунок 5.11 – Сравнимые варианты выполнения оптимизации

В варианте (А) процесс оптимизации разделен на два этапа: сначала выполняется оптимизация компоновки, в процессе которой построение схемы электрических соединений выполняется упрощенно без ограничений на проводимость связей (MST-алгоритм). После завершения работы алгоритма для полученной компоновки производится синтез технически реализуемой схемы соединений (DCMST-алгоритм) с выбором для каждого соединения кабеля необходимого сечения, и затем выполняется пересчет технико-экономических показателей. Полученные решения сравниваются с результатами оптимизационной модели (Б), в которой DCMST-алгоритм используется непосредственно в процессе поиска оптимальной компоновки.

План выполнения сравнительного анализа приведен в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Матрица сравнительного анализа

Вариант	A1	A2	Б1	Б2
Изменение размеров границ участка ВЭС	-	+	-	+
Построение реалистичной схемы сети (DCMST)	-	-	+	+

Для получения статистически значимых оценок в каждом рассматриваемом случае выполняется 50 запусков алгоритма оптимизации (PSO) с различным вектором начальных решений генерируемых случайным образом. Полученные в результате проведенного тестирования схемы компоновки изображены на рисунке 5.12.

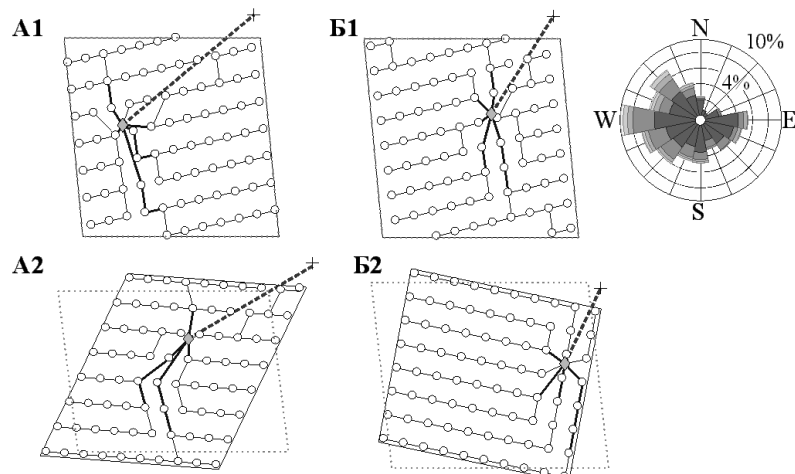


Рисунок 5.12 – Оптимизированные схемы компоновки:
A1, A2 – последовательный подход; Б1, Б2 – комплексный подход

Анализ полученных решений проводился на основе сравнения технико-экономических показателей оптимизированных схем. В качестве критериев оценки используются показатели среднегодовой выработки и потерь электроэнергии, общая протяженность и затраты на кабели системы сбора и передачи мощности, а также среднегодовая себестоимость электроэнергии. Полученные усредненные показатели сведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Результаты оптимизации

Схема	Факт.	A1	A2	Б1	Б2
Производительность ВЭС, ГВтч/год					
AEP_{gross}	516,85				
ΔW_{MV}	2,53	1,54	1,69	1,20	1,47
ΔW_{HV}	2,74	3,25	3,37	3,16	3,07
ΔW_{wake}	25,35	21,3	14,8	21,1	14,7
AED	486,3	490,7	497	491,4	497,6
Протяженность кабельных линий, км					
L_{MV}	53,8	44,33	45,69	40,61	40,41
L_{HV}	17,76	20,9	21,4	20,3	19,5
Капитальные затраты и себестоимость энергии					
C_{WT} , млн.евро	1224				
C_T , млн.евро	42,1				
C_{MV} , млн.евро	118,4	95,9	98,5	84,5	85,7
C_{HV} , млн.евро	84,4	99,2	101,8	96,5	92,6
C_{CL} , млн.евро	202,8	195,1	200,3	181	178,3
COE, евро/МВтч	3,020	2,977	2,950	2,945	2,902

Примечание: AEP_{gross} – объем валового производства электроэнергии ВЭС за год (без учета потерь мощности); ΔW_{MV} – среднегодовые потери энергии в кабелях системы сбора мощности; ΔW_{MV} – среднегодовые потери энергии в кабеле передачи мощности до береговой трансформаторной подстанции; ΔW_{wake} – потери электроэнергии из-за аэродинамического затенения турбин; AED – годовое количество электроэнергии переданной в сеть; L_{MV} , L_{HV} – протяженность кабельных линий системы сбора и передачи мощности; C_{WT} – суммарная стоимость ВЭУ; C_T – стоимость оффшорной подстанции; C_{MV} , C_{HV} – затраты на кабели системы сбора и передачи мощности; C_{CL} – суммарные затраты на кабели; COE – себестоимость электроэнергии.

Результаты представлены в виде диаграммы (рисунок 5.13) демонстрирующей улучшение технико-экономических показателей оптимизированных схем по отношению к соответствующим показателям фактической схемы компоновки оборудования МВЭС.

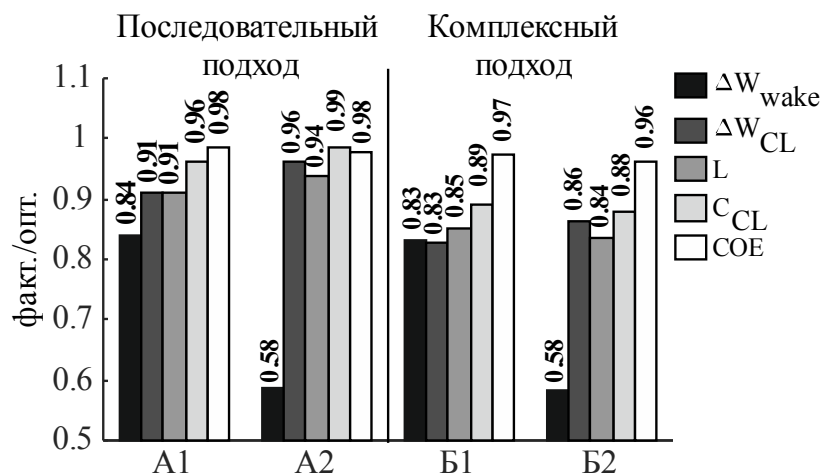


Рисунок 5.13 – Сравнение результатов оптимизации с показателями исходной компоновки

Согласно полученным результатам, использование комплексного подхода (схемы В1, В2), превосходит результат последовательного способа оптимизации, когда поиск оптимальной схемы размещения ВЭУ и проектирование кабельной системы МВЭС выполняются раздельно (схемы А1, А2). Стоит отметить, что в данном примере, различие в алгоритмах построения схемы соединений не оказало влияния на качество компоновки турбин, поскольку потери мощности от аэродинамического затенения для схем А1-В1 и А2-В2 различаются незначительно.

5.6 Выводы по разделу

Разработана методика, позволяющая в процессе оптимизации выполнять одновременный поиск оптимального плана расстановки ВЭУ совместно построением топологии кабельной системы МВЭС, что позволяет найти компромиссное решение с учетом взаимосвязанных факторов – потерь мощности от аэродинамического затенения ветроустановок, стоимости затрат и потерь мощности в электрической системе. Предложенная методика позволяет выполнять поиск оптимальной стандартной прямоугольной или радиальной схемы расстановки турбин посредством генерирования структурированных расчетных сеток с применением различных геометрических трансформаций, что обеспечивает большую гибкость выбора схемы при выполнении оптимизации. На основе полученных в исследовании результатов получена количественная оценка эффективности использования комплексного подхода, которая показывает, что применение поэтапного способа оптимизации, приводит к выбору неоптимальной компоновки и увеличению себестоимости электроэнергии в среднем на 1,5 %.

Заключение

Основными результатами диссертационной работы является решение следующих задач:

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.

9. Показана эффективность комплексного подхода по сравнению с поэтапным способом оптимизации, когда поиск оптимальной схемы расстановки ВЭУ и выбор конфигурации и схемы разводки кабельных линий сбора мощности выполняются последовательно. Установлено, что при использовании комплексного подхода целевой показатель себестоимости производства электроэнергии в среднем на 2% ниже компоновок, оптимизированных поэтапным способом.

Список сокращений

АКФ	– автокорреляционная функция;
ВДК	– ветродизельный комплекс;
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии;
ВЛ	– воздушная линия;
ВЭС	– ветроэлектростанция;
ВЭУ	– ветроэнергетическая установка;
КИУМ	– коэффициент использования установленной мощности;
КЛ	– кабельная линия;
КРМ	– компенсация реактивной мощности;
МВЭС	– морская ветроэлектростанция;
ММ	– метод моментов;
ММП	– метод максимального правдоподобия;
МТП	– морская трансформаторная подстанция;
МПП	– морская преобразовательная подстанция;
МЭА	– международное энергетическое агентство;
ОРЭМ	– оптовый рынок электроэнергии и мощности;
РУВН	– распределительное устройство высокого напряжения;
РУСН	– распределительное устройство среднего напряжения;
СДУ	– стохастическое дифференциальное уравнение;
ARMA	– модель авторегрессии–скользящего среднего (Autoregressive Moving-Average model);
ARIMA	– интегрированная модель авторегрессии–скользящего среднего (Autoregressive Integrated Moving-Average model);
ACF	– функция автокорреляции (Autocorrelation function);
AEP	– среднегодовая выработка электроэнергии (Annual Energy Production);
AED	– среднегодовое количество электроэнергии, переданное в сеть (Annual Energy Delivered);
AIC	– Информационный критерий Акаике (Akaike Information Criterion);
AIS	– КРУ с воздушной изоляцией (Air Insulated Substation/Switchgear);
BIC	– Байесовский информационный критерий (Bayesian Information Criterion);
CAPEX	– капитальные затраты (Capital Expenditures);
CDF	– функция распределения (Cumulative Distribution Function);
CMST	– минимальное остовное дерево с ограничением на проводимость связей (Capacitated Minimum Spanning Tree);
COE	– себестоимость производства электроэнергии (Cost of Electricity);
DCMST	– минимальное остовное дерево с ограничением проводимости связей и степеней узлов (Degree-constrained Capacitated Minimum Spanning Tree);
DC-MSLA	– алгоритм синтеза многоскоростной сети локального доступа с ограничением степеней узлов (Degree-constrained Multispeed Local Access Algorithm);
DFIG	– асинхронный генератор с фазным ротором, машина двойного питания (Doubly-fed Electric Machine);
DP	– суточный профиль (Daily Profile);
EW	– эвристический алгоритм Esau-Williams;
fBm	– дробное Броуновское движение (fractional Brownian motion);

GA	– генетический алгоритм (Genetic Algorithm);
GIS	– КРУ с газовой изоляцией (Gas Insulated Substation/Switchgear);
GSA	– алгоритм поиска по градиенту, метод градиентного спуска (Gradient Search Algorithm);
HVAC	– система электропередачи переменного тока высокого напряжения;
HVDC	– система электропередачи постоянного тока высокого напряжения;
IRENA	– международное агентство по возобновляемым источникам энергии (International Renewable Energy Agency);
LCC	– издержки за срок службы (Life Cycle Costs);
LCOE	– нормированная себестоимость электроэнергии (Levelized Cost Of Electricity);
LES	– метод крупных вихрей (Large-Eddy Simulation);
LP	– линейное программирование (Linear Programming);
LSTM	– долгая краткосрочная память (Long Short-Term Memory);
MILP	– смешанно-целочисленное линейное программирование (Mixed-Integer Linear Programming);
MINLP	– смешанно-целочисленное нелинейное программирование (Mixed-Integer Nonlinear Programming);
MSLA	– алгоритм синтеза многоскоростной сети локального доступа (Multispeed Local Access Algorithm);
MST	– минимальное остовное дерево (Minimum Spanning Tree);
MVAC	– система электропередачи переменного тока среднего напряжения;
NPV	– чистая приведенная стоимость (Net Present Value);
OPEX	– эксплуатационные расходы (Operational Expenditures);
OVRP	– задача маршрутизации транспорта с незамкнутыми маршрутами (Open Vehicle Routing Problem);
PDF	– функция плотности распределения вероятности (Probability Density Function);
PMSG	– синхронный генератор на постоянных магнитах (Permanent Magnet Synchronous Generator);
POS	– эвристический алгоритм Planar Open Savings;
PSO	– оптимизация роем частиц (Particle Swarm Optimization);
RANS	– уравнения Навье-Стокса, осредненные по Рейнольдсу (Reynolds-averaged Navier–Stokes);
SA	– алгоритм имитации отжига (Simulated Annealing);
SCADA	– система диспетчерского контроля и сбора данных (Supervisory Control And Data Acquisition);
TSP	– задача коммивояжера (Travelling Salesman Problem);
VRP	– задача маршрутизации транспорта (Vehicle Routing Problem)

Список источников

1. Развитие технологий ветроэнергетики в мире: информационная справка. – Текст: электронный // Дирекция по экономике отраслей ТЭК. – 2013. – URL: <https://ac.gov.ru/archive/files/publication/a/897.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
2. Renewables 2020: Analysis and forecast to 2025. – Text: electronic // International Energy Agency (IEA). – 2020. – URL: <https://www.iea.org/reports/renewables-2020/wind#abstract> (дата обращения: 21.09.2021).
3. Ланьшина Т.А. Ветроэнергетический рынок России: Потенциал развития новой экономики / Т.А. Ланьшина. – Москва: Фонд Фридриха Эберта в России (FES MOSKAU), 2021. – URL: https://www.fes-russia.org/fileadmin/user_upload/documents/210316-FESMOS-windenergy-ru.pdf (дата обращения: 21.09.2021).
4. Global offshore wind report 2020. – Text: electronic // Global Wind Energy Council. – 2020. – URL: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020> (дата обращения: 21.09.2021).
5. Renewable energy statistics 2020. – Text: electronic // International Renewable Energy Agency (IRENA). – 2020. – URL: <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/Renewable-energy-statistics-2020> (дата обращения: 21.09.2021).
6. Обзор российского ветроэнергетического рынка и рейтинг регионов России за 2019 год. – Текст: электронный // Российская ассоциация ветроиндустрии (РАВИ). – 2020. – URL: <https://rawi.ru/windpower/market-report/report-2019/> (дата обращения: 21.09.2021).
7. Breeze P. Wind Power Generation / P. Breeze. – UK: Elsevier Academic Press, 2015. – 104 p. ISBN 978-0-12-804038-6. – DOI: 10.1016/C2014-0-04850-2.
8. Díaz H. Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms / H. Díaz, C. Guedes Soares // Ocean Engineering. – 2020. – Vol. 209. – 107381. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2020.107381.
9. Денисов Р.С. Ветроэнергетика в России: возможности, барьеры и перспективы развития / Р.С. Денисов, В.В. Елистратов, Ш. Гзенгер // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. – 2017. – Т. 23. – № 2. – С. 17-27. – DOI: 10.18721/JEST.230202.
10. Проект планирования системы электропередачи в регионе черного моря: Краткий отчет по возобновляемым источникам энергии // United States Energy Association (USEA). – 2012. – URL: https://usea.org/sites/default/files/BSTP%20RES%20Report%20Final_RUS.pdf (дата обращения: 21.09.2021).
11. ENERGYBASE: сайт. – Санкт-Петербург. – URL: <https://energybase.ru/> (дата обращения: 21.09.2021). – Текст: электронный.
12. Ветряные электростанции // Энергосети России : сайт. – URL: <https://energoseti.ru/stations/vetryanye-elektrostantsii> (дата обращения: 21.09.2021). – Текст: электронный.
13. Гзенгер Ш. Перспективы ветроэнергетического рынка в России / Ш. Гзенгер, Р.С. Денисов // Фонд Фридриха Эберта в России (FES MOSKAU), Всемирная ветроэнергетическая ассоциация (World Wind Energy Association, WWEA), Российская Ассоциация Ветроиндустрии (РАВИ), Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ), 2017. – URL: <https://www.wwindea.org/wp-content/uploads/2017/06/170612-FES-Windenergie-rus-print.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
14. A Renewable Energy Roadmap (Remap 2030). – Text: electronic // International Renewable Energy Agency (IRENA). – 2014. – URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/IRENA_REmap_Report_June_2014.pdf (дата обращения: 21.09.2021).
15. Фонд развития ветроэнергетики «РОСНАНО» и «ФОРТУМ». Управляющая компания «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»: сайт. – URL: <https://mcwindenergy.com/catalog/2> (дата обращения: 21.09.2021). – Текст: электронный.

16. ПАО «Энел Россия»: сайт. – URL: <https://www.enelrussia.ru/> (дата обращения: 21.09.2021). – Текст: электронный.
17. АО «НоваВинд»: сайт. – URL: <http://novawind.ru/production/our-projects/> (дата обращения: 21.09.2021). – Текст: электронный.
18. Будет ли в России развиваться морская ветроэнергетика? / Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ). – Текст: электронный // Новости АРВЭ : сайт. – 2020. – 31 июля. – URL: <https://rreda.ru/novosti/tpost/zdpho4ixd4-budet-li-v-rossii-razvivatsya-morskaya-v> (дата обращения: 21.09.2021).
19. Kudelin A. Wind ENERGY in Russia: The current state and development trends / A. Kudelin, V. Kutcherov // Energy Strategy Reviews. – 2021. – Vol. 34. – 100627. – DOI: 10.1016/j.esr.2021.100627.
20. Веселов В.М. Специализированные массивы для климатических исследований / В.М. Веселов, И.Р. Прибыльская, О.А. Мирзеабасов // Всероссийский научно исследовательский институт гидрометеорологической информации – Мировой центр данных (ВНИИГМИ-МЦД). – URL: <http://aisori-m.meteo.ru> (дата обращения: 21.09.2021). – Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
21. Белей В.Ф. Ветропарки морского базирования: новейшие технологии / В.Ф. Белей, А.О. Задорожный. – Текст: электронный // Морские интеллектуальные технологии. – 2017. – №4-2 (38). – С. 88–92. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=32466771> (дата обращения: 21.09.2021). – Режим доступа: Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU.
22. Вальдман Н.А. Морские ветровые электростанции / Н.А. Вальдман, М.С. Труб, Л.Л. Озерова // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. – 2015. – №86 (370). – С. 209–220. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=22998005> (дата обращения: 21.09.2021). – Режим доступа: Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU.
23. Таровик В.И. Развитие морских электростанций использующих возобновляемые источники энергии / В.И. Таровик, Н.А. Вальдман, М.С. Труб, Л.Л. Озерова // Арктика: экология и экономика. – 2013. – № 2 (10). – С. 34-47. – URL: <http://arctica-ac.ru/article/319/> (дата обращения: 21.09.2021).
24. Choi Y. Review of renewable energy technologies utilized in the oil and gas industry / Y. Choi, C. Lee, J. Song // International Journal of Renewable Energy Research. – 2017. – Vol. 7, № 2. – P. 592–598. – URL: <https://www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/view/5460/pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
25. Бельский А.А. Интенсификация добычи нефти. Концепция теплового метода с применением автономных ветроэлектрических установок / А.А. Бельский, В.И. Климко // Деловой журнал «Neftegaz.RU». – 2016. – № 1-2. – С. 38–41. – URL: <https://magazine.neftgaz.ru/upload/iblock/036/0368f5b7ab07db129b55ac9bb17f472e.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
26. Горюнов О.А. Перспективы применения ветроэнергетических установок для энергообеспечения объектов газовой промышленности в районах Крайнего Севера / О.А. Горюнов, Ю.А. Назарова // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 12. – С. 146–150. – URL: <https://tng.elpub.ru/jour/article/view/246/247> (дата обращения: 21.09.2021).
27. Васенин А.Б. Вопросы электропитания вдольтрассовых объектов Единой системы газоснабжения России / А.Б. Васенин, О.В. Крюков // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2020. – № 2 (44). – С. 181–192. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/voprosy-elektropitaniya-vdoltrassovykh-obektov-edinoi-sistemy-gazosnabzheniya-rossii> (дата обращения: 21.09.2021). – Режим доступа: научная электронная библиотека «КиберЛенинка».
28. 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.
29. ПАО «Передвижная энергетика»: сайт. – URL: <http://передвижная-энергетика.рф/projects/> (дата обращения: 21.09.2021).

30. Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources. – Text: electronic // U.S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2021. – 2021. – URL: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf (дата обращения: 21.09.2021).
31. Valverde P.S. Offshore Wind Farm Layout Optimization – State of the Art / P.S. Valverde, A. Sarmento, M. Alves // *Journal of Ocean and Wind Energy*. – 2014. – Vol. 1, № 1. – P. 23-29. – URL: <http://publications.iso.org/jowe/jowe-01-1/JOWE-01-1-p023-jcr08-Valverde.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
32. Morthorst P.E., Kitzing L. Economics of building and operation offshore wind farms / P.E. Morthorst, L. Kitzing // *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation* / ed. by C. Ng and L. Ran. – Duxford: Woodhead Publishing, 2016. – pp. 9-27. – DOI: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00002-7.
33. Lumbreras S. Offshore wind farm electrical design: a review / S. Lumbreras, A. Ramos // *Wind Energy*. – 2012. – Vol. 16, № 3. – P. 459–473. – DOI: 10.1002/we.1498.
34. Rodrigues S. A Multi-objective optimization framework for offshore wind farm layouts and electric infrastructures / S. Rodrigues, C. Restrepo, G. Katsouris, R. Teixeira Pinto, M. Soleimanzadeh, P. Bosman, P. Bauer // *Energies*. – 2016. – Vol.9, № 3. – P. 216. – DOI: 10.3390/en9030216.
35. Ng C. Introduction to offshore wind energy / C. Ng, L. Ran // *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation* / ed. by C. Ng and L. Ran. – Duxford: Woodhead Publishing, 2016. – pp. 3-8. – DOI: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00001-5.
36. Anaya-Lara O. Offshore wind farm arrays / O. Anaya-Lara // *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation* / ed. by C. Ng and L. Ran. – Duxford: Woodhead Publishing, 2016. – pp. 389-417. – DOI: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00012-X.
37. O'Kelly B.C. Offshore wind turbine foundations – analysis and design / B.C. O'Kelly, M. Arshad // *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation* / ed. by C. Ng and L. Ran. – Duxford: Woodhead Publishing, 2016. – pp. 589-610. – DOI: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00020-9.
38. Таровик В.И. Учет рисков при строительстве и эксплуатации ветряной электростанции для Арктики / В.И. Таровик, Н.А. Вальдман, М.С. Труб, Л.Л. Озерова // *Арктика: экология и экономика*. – 2013. – № 3(11). – С. 84-96. – URL: <http://arctica-ac.ru/article/312/> (дата обращения: 21.09.2021).
39. Wang X. A review on recent advancements of substructures for offshore wind turbines / X. Wang, X. Zeng, J. Li, X. Yang, H. Wang // *Energy Conversion and Management*. – 2018. – Vol. 158. – P. 103-119. – DOI: 10.1016/j.enconman.2017.12.061.
40. Katsouris G. Infield cable topology optimization of offshore wind farms: Master of science thesis / G. Katsouris; Delft University of Technology. – Delft, Netherlands, 2015. – URL: <http://resolver.tudelft.nl/uuid:9f313e13-4570-48f8-8aff-3eef35bbad99> (дата обращения: 21.09.2021). – Text: electronic.
41. Srinil N. Cabling to connect offshore wind turbines to onshore facilities / N. Srinil // *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation* / ed. by C. Ng and L. Ran. – Duxford: Woodhead Publishing, 2016. – pp. 419-440. – DOI: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00013-1.
42. Ryndzionek R. Evolution of the HVDC Link Connecting Offshore Wind Farms to Onshore Power Systems / R. Ryndzionek, Ł. Sienkiewicz // *Energies*. – 2020. – Vol. 13, № 8. – P. 1914. – DOI: 10.3390/en13081914.
43. Adeuyi O.C. Integration of power from offshore wind turbines into onshore grids / O.C. Adeuyi, J. Liang // *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation* / ed. by C. Ng and L. Ran. – Duxford: Woodhead Publishing, 2016. – pp. 441-457. – DOI: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00014-3.
44. Substations / ed by T. Krieg, J. Finn. – Cham: Springer, 2019, 1079 p. – ISBN: 978-3-319-49574-3. – DOI: 10.1007/978-3-319-49574-3.
45. Barthelmie R.J. Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore / R.J. Barthelmie, K. Hansen, S.T. Frandsen, O. Rathmann, J.G. Schepers, W. Schlez, J. Phillips, K. Rados, A. Zervos, E.S. Politis, P.K. Chaviaropoulos // *Wind Energy*. – 2009. – Vol. 12, № 5. – P. 431-444. – DOI: 10.1002/we.348.

46. Hou P. A review of offshore wind farm layout optimization and electrical system design methods / P. Hou, J. Zhu, K. Ma, G. Yang, W. Hu, Z. Chen // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. – 2019. – Vol. 7. – P. 975-986. – DOI: 10.1007/s40565-019-0550-5.
47. Liu Q. Decision-making methodologies in offshore wind power investments: A review / Q. Liu., Y. Sun, M. Wu // *Journal of Cleaner Production*. – 2021. – Vol. 295. – 126459. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.126459.
48. Azlan F. Review on optimisation methods of wind farm array under three classical wind condition problems / F. Azlan, J.C. Kurnia, B.T. Tan, M.-Z. Ismadi // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2021. – Vol. 135. – 110047. – DOI: 10.1016/j.rser.2020.110047.
49. Tao S. Nonuniform wind farm layout optimization: A state-of-the-art review / S. Tao, Q. Xu, A. Feijóo, G. Zheng, J. Zhou // *Energy*. – 2020. – Vol. 90. – 118339. – DOI: 10.1016/j.energy.2020.118339.
50. Wu Y-K. Key Issues on the Design of an Offshore Wind Farm Layout and Its Equivalent Model / Y-K. Wu, W-C. Wu, J-J. Zeng // *Applied Sciences*. – 2019. – Vol. 9, № 9. – 1911. – DOI: 10.3390/app9091911.
51. Baker R.W. Annual and seasonal variations in mean wind speed and wind turbine energy production / R.W. Baker, S.N. Walker, J.E. Wade // *Solar Energy*. – 1990. – Vol. 45, № 5. – P. 285–289. – DOI: 10.1016/0038-092X(90)90013-3.
52. Chanprasert W. Seasonal variability of offshore wind turbine wakes / W. Chanprasert, R. Sharma, J. Cater, S. Norris // *In Proceedings of the 22nd Australasian Fluid Mechanics Conference AFMC2020*. – Brisbane, Australia, 7-10 December 2020. – DOI: 10.14264/d1247d1.
53. Perez-Moreno S.S. Multidisciplinary design analysis and optimisation of a reference offshore wind plant / S.S. Perez-Moreno, K. Dykes, K.O. Merz, M.B. Zaaijer // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2018. – Vol. 1037, № 4. – 042004. – DOI: 10.1088/1742-6596/1037/4/042004.
54. Herbert-Acero J.F. A review of methodological approaches for the design and optimization of wind farms / J.F. Herbert-Acero, O. Probst, P. Réthoré, G.C. Larsen, K.K. Castillo-Villar // *Energies*. – 2014. – Vol. 7, № 11. – P. 6930-7016. – DOI: 10.3390/en7116930.
55. Mosetti G. Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm / G. Mosetti, C. Poloni, B. Diviacco // *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. – 1994. – Vol. 51, № 3. – P. 105-116. – DOI: 10.1016/0167-6105(94)90080-9.
56. Grady S.A. Placement of wind turbines using genetic algorithms / S.A. Grady, M.Y. Hussaini, M.M. Abdullah // *Renewable Energy*. – 2005. – Vol. 30, № 2. – P. 259-270. – DOI: 10.1016/j.renene.2004.05.007.
57. Pillai A.C. Optimisation of Offshore Wind Farms Using a Genetic Algorithm / A.C. Pillai, J. Chick, L. Johanning, M. Khorasanchi, S. Pelissier. // *International Journal of Offshore and Polar Engineering (IJOPE)*. – 2016. – Vol. 26, № 03. – P. 225–234. – DOI: 10.17736/ijope.2016.mmr16.
58. Pérez-Rúa J. Heuristics-based design and optimization of offshore wind farms collection systems / J. Pérez-Rúa, D. Minguijón, K. Das, N. Cutululis // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2019. – Vol. 1356. – 012014. – DOI: 10.1088/1742-6596/1356/1/012014.
59. González J.S. Optimal wind-turbine micro-siting of offshore wind farms: A grid-like layout approach / J.S. González, A.L. Trigo-García, M.B. Payán, J.R. Santos, A.G. González-Rodríguez // *Applied Energy*. – 2017. – Vol. 200. – P. 28-38. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.071.
60. Hou P. Combined optimization for offshore wind turbine micro siting / P. Hou, W. Hu, M. Soltani, C. Chen, Z. Chen // *Applied Energy*. – 2017. – Vol. 189. – P. 271-282. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.11.083.
61. Feng J. Co-optimization of the shape, orientation and layout of offshore wind farms / J. Feng, W.Z. Shen // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2020. – Vol. 1618. – 042023. – DOI: 10.1088/1742-6596/1618/4/042023.
62. Feng J. Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm / J. Feng, W.Z. Shen // *Renewable Energy*. – 2015. – Vol. 78. – P. 182-192. – DOI: 10.1016/j.renene.2015.01.005.

63. Elkinton C.N. Algorithms for offshore wind farm layout optimization / C.N. Elkinton, J.F. Manwell, J.G. McGowan // *Wind Engineering*. – 2008. – Vol. 1, № 1. – P. 67-84. – DOI: 10.1260/030952408784305877.
64. Neubert A., Shan A., Schlez W. Maximum yield from symmetrical wind farm layouts // *Proceedings of DEWEK*. – Bremen, Germany, 16-17 Nov. 2010.
65. The Traveling Salesman Problem // *Combinatorial Optimization. Algorithms and Combinatorics*. – Vol. 21. – Berlin, Heidelberg: Springer, 2008. – ISBN 978-3-540-71844-4. – DOI: 10.1007/978-3-540-71844-4_21.
66. Graham R.L. On the history of the minimum spanning tree problem / R.L. Graham, H. Pavol // *Annals of the History of Computing*. – 1985. – Vol. 7. – P. 43-57. – DOI: 10.1109/MAHC.1985.10011.
67. Li F. The open vehicle routing problem: Algorithms, large-scale test problems, and computational results / F. Li, B. Golden, E. Wasil // *Computers & Operations Research*. – 2007. – Vol. 34, № 10. – P. 2918-2930. – DOI: 10.1016/j.cor.2005.11.018.
68. Cormen T.H. Introduction to algorithms / T.H. Cormen, C.E. Leiserson, R.L. Rivest, C. Stein. – 3rd ed. – Cambridge: The MIT Press, 2009. – 1312 p. – ISBN 978-0262033848.
69. Voß S. Capacitated Minimum Spanning Trees / S. Voß // *Encyclopedia of Optimization* / C.A. Floudas, P.M. Pardalos (eds). – Boston, MA: Springer, 2001. – 547 p. – ISBN 978-0-387-33624-4. – DOI: 10.1007/0-306-48332-7_49.
70. Fischetti M. Optimal wind farm cable routing: Modeling branches and offshore transformer modules / M. Fischetti, D. Pisinger // *Networks*. – 2018. – Vol. 72, № 1. – P. 42-59. – DOI: 10.1002/net.21804.
71. Fischetti M. Optimizing wind farm cable routing considering power losses / M. Fischetti, D. Pisinger // *European Journal of Operational Research*. – 2018. – Vol. 270, № 3. – P. 917-930. – DOI: 10.1016/j.ejor.2017.07.061.
72. Klein A. An Integer Programming Model for Branching Cable Layouts in Offshore Wind Farms / A. Klein, D. Haugland, J. Bauer, M. Mommer // *Modelling, Computation and Optimization in Information Systems and Management Sciences. Advances in Intelligent Systems and Computing* / ed. by T.H. Le, D.T. Pham, N. Nguyen. – Vol. 359. – Cham: Springer, 2015. – P. 27-36. – DOI: 10.1007/978-3-319-18161-5_3.
73. Bauer J. The offshore wind farm array cable layout problem: a planar open vehicle routing problem / J. Bauer, J. Lygaard // *Journal of the Operational Research Society*. – 2015. – Vol. 66, № 3. – P. 360-368. – DOI: 10.1057/jors.2013.188.
74. Esau L.R. On teleprocessing system design: part II a method for approximating the optimal network / L.R. Esau, K.C. Williams // *IBM Systems Journal*. – 1966. – Vol. 5, № 3. – P. 142-147. DOI: 10.1147/sj.53.0142.
75. 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.
76. Hou P. Offshore wind farm cable connection configuration optimization using Dynamic Minimum Spanning Tree algorithm / P. Hou, W. Hu, Z. Chen // *2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2015, pp. 1-6. – DOI: 10.1109/UPEC.2015.7339896.
77. Cazzaro D. Heuristic algorithms for the Wind Farm Cable Routing problem / D. Cazzaro, M. Fischetti, M. Fischetti // *Applied Energy*. – 2020. – Vol. 278. – 115617. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115617.
78. Dutta S. Optimal Wind Farm Collector System Topology Design Considering Total Trenching Length / S. Dutta, T.J. Overbye // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. – 2012. – Vol. 3, № 3. – P. 339-348. – DOI: 10.1109/TSTE.2012.2185817.
79. Altinel İ.K. A new enhancement of the Clarke and Wright savings heuristic for the capacitated vehicle routing problem / İ.K. Altinel, T. Öncan // *Journal of the Operational Research Society*. – 2005. – Vol. 56, № 8. – P. 954-961. – DOI: 10.1057/palgrave.jors.2601916.

80. Öncan T. Parametric enhancements of the Esau–Williams heuristic for the capacitated minimum spanning tree problem / T. Öncan, İ.K. Altinel // *Journal of the Operational Research Society*. – 2009. – Vol. 60, № 2. – P. 259–267. – DOI: 10.1057/palgrave.jors.2602548.
81. Battarra M. An evolutionary approach for tuning parametric Esau and Williams heuristics / M. Battarra, T. Öncan, İ.K. Altinel, B. Golden, D. Vigo, E. Phillips // *Journal of the Operational Research Society*. – 2012. – Vol. 63, № 3. – P. 368–378. – DOI: 10.1057/jors.2011.36.
82. Hou P. Optimisation for offshore wind farm cable connection layout using adaptive particle swarm optimisation minimum spanning tree method / P. Hou, W. Hu, Z. Chen // *IET Renewable Power Generation*. – 2016. – Vol. 10, № 5. – P. 694–702. – DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0340.
83. Jin R. Cable routing optimization for offshore wind power plants via wind scenarios considering power loss cost model / R. Jin, P. Hou, G. Yang, Y. Qi, C. Chen, Z. Chen // *Applied Energy*. – 2018. – Vol. 254. – 113719. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113719.
84. Shin J. Optimal Design for Offshore Wind Farm considering Inner Grid Layout and Offshore Substation Location / J. Shin, J. Kim // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2017. – Vol. 32, № 3. – P. 2041–2048. – DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2593501.
85. Pillai A.C. Offshore wind farm electrical cable layout optimization / A.C. Pillai, J. Chick, L. Johannang, M. Khorasanchi, V. de Laleu // *Engineering Optimization*. – 2015. – Vol. 47, № 12. – P. 1689–1708. – DOI: 10.1080/0305215X.2014.992892.
86. Mokhi C.E. Optimization of Wind Turbine Interconnections in an Offshore Wind Farm Using Metaheuristic Algorithms / C.E. Mokhi, A. Addaim, U. Cali // *Sustainability*. – 2020. – Vol. 12, № 14. – 5761. – DOI: 10.3390/su12145761.
87. Zhao D. Chapter 9 - Economics, challenges and potential applications of off-shore wind turbines / D. Zhao, N. Han, E. Goh, J. Cater, A. Reinecke // *Wind Turbines and Aerodynamics Energy Harvesters*. – Academic Press, 2019. – P. 493–510. – DOI: 10.1016/B978-0-12-817135-6.00009-0.
88. Wilks D.S. Statistical methods in the atmospheric sciences / D.S. Wilks. – 2nd ed. – Burlington, MA, USA: Elsevier, Academic Press, 2006. – 648 p. – ISBN 9780080456225. – Text: electronic.
89. Brett A.C. The autocorrelation of hourly wind speed observation / A.C. Brett, S.E. Tuller // *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. – 1991. – Vol. 30, № 6. – P. 823–833. – DOI: 10.1175/1520-0450(1991)030<0823:TAOHWS>2.0.CO;2.
90. Fortuna L. Nonlinear modeling of solar radiation and wind speed time series / L. Fortuna, G. Nunnari, S. Nunnari. – Switzerland, Cham: Springer, 2016. – 98 p. – ISBN 978-3-319-38764-2. – DOI: 10.1007/978-3-319-38764-2.
91. Tian L. Numerical investigations into the idealized diurnal cycle of atmospheric boundary layer and its impact on wind turbine's power performance / L. Tian, Y. Song, N. Zhao, W. Shen, T. Wang, C. Zhu // *Renewable Energy*. – 2020. – Vol. 145. – pp. 419–427. – DOI: 10.1016/j.renene.2019.05.038.
92. Ghofrani M. Time series and renewable energy forecasting / M. Ghofrani, M. Alolayan // *Time Series Analysis and Applications* / ed. by N. Mohamudally. – IntechOpen, 2018. – pp. 77–92. – DOI: 10.5772/intechopen.70845.
93. Bazionis I.K. Review of deterministic and probabilistic wind power forecasting: models, methods, and future research / I.K. Bazionis, P.S. Georgilakis // *Electricity*. – 2021. – Vol. 2, № 1. – P. 13–47. – DOI: 10.3390/electricity2010002.
94. Elwan A.A. Statistical approach for wind speed forecasting using Markov chain modelling as the probabilistic model / A.A. Elwan, M.H. Habibuddin // In *Proceedings of the 2019 IEEE 2nd International Conference on Power and Energy Applications (ICPEA)*. – Singapore, 27–30 April 2019, 2019. – pp. 177–182. – DOI: 10.1109/ICPEA.2019.8818533.
95. Neshat M. A deep learning-based evolutionary model for short-term wind speed forecasting: A case study of the Lillgrund offshore wind farm / M. Neshat, M.M. Nezhad, E. Abbasnejad, S. Mirjalili, L.B. Tjernberg, D.A. Garcia, B. Alexander, M. Wagner // *Energy Conversion and Management*. – 2021. – Vol. 236. – 114002. – DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114002.

96. Viet D.T. Models for short-term wind power forecasting based on improved artificial neural network using particle swarm optimization and generic algorithms / D.T. Viet, V.V. Phuong, M.Q. Duong, Q.T. Tran // *Energies*. – 2020. – Vol. 13. – 3873. – DOI: 10.3390/en13112873.
97. Duan J. Short-term wind speed forecasting using recurrent neural networks with error correction / J. Duan, H. Zuo, Y. Bai, J. Duan, M. Chang, B. Chen // *Energy*. – 2021. – Vol. 217. – 119397. – DOI: 10.1016/j.energy.2020.119397.
98. Wang J.Q. LSTM based long-term energy consumption prediction with periodicity / J.Q. Wang, Y. Du, J. Wang // *Energy*. – 2020. – Vol. 197. – 117197. – DOI: 10.1016/j.energy.2020.117197.
99. Zárate-Miñano R. Continuous wind speed models based on stochastic differential equations / R. Zárate-Miñano, M. Anghel, F. Milano // *Applied Energy*. – 2013. – Vol. 104. – P. 42-49. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.10.064.
100. Arenas-López J.P. The Ornstein–Uhlenbeck process for estimating wind power under a memoryless transformation / J.P. Arenas-López, M. Badaoui // *Energy*. – 2020. – Vol. 213. – 118842. – DOI: 10.1016/j.energy.2020.118842.
101. Iversen E.B. Short-term probabilistic forecasting of wind speed using stochastic differential equations / E.B. Iversen, J.M. Morales, J.K. Møller, H. Madsen // *International Journal of Forecasting*. – 2016. – Vol. 32, № 3. – P. 981-990. – DOI: 10.1016/j.ijforecast.2015.03.001.
102. Jung C., Schindler D. Wind speed distribution selection – a review of recent development and progress / C. Jung, D. Schindler // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2019. – Vol. 144. – 109290. – DOI: 10.1016/j.rser.2019.109290.
103. Mathew S. *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. – Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006. – 246 p. – ISBN 978-3-540-30906-2. – DOI: 10.1007/3-540-30906-3.
104. Jourdier B. Errors in wind resource and energy yield assessments based on the Weibull distribution / B. Jourdier, P. Drobinski // *Ann. Geophys.* – 2017, № 35. – P.691-700. – DOI: 10.5194/angeo-35-691-2017.
105. 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.
106. Pobocikova I. Monte Carlo comparison of the methods for estimating the Weibull distribution parameters – wind speed application / I. Pobocikova, Z. Sedliackova, M. Michalkova, F. George // *Communications*. – 2017. – Vol. 19, № 2A. – P.79-86. – URL: <http://communications.uniza.sk/index.php/communications/article/view/216/190> (дата обращения: 21.09.2021).
107. Barthelmie R.J. *Meteorology and wind resource assessment for wind farm development* / R.J. Barthelmie, S.C. Pryor // *Wind energy systems: Optimising design and construction for safe and reliable operation* (Woodhead Publishing Series in Energy: Number 10) / ed. by J. D. Sørensen and J. N. Sørensen. – Woodhead Publishing, 2011. – pp. 3-27 e28. – DOI: 10.1533/9780857090638.1.3.
108. Spera D.A. Modified power law equations for vertical wind profiles / D.A. Spera, T.R. Richards // *Proceedings of the Conference and Workshop on Wind Energy Characteristics and Wind Energy Siting, 19-21 June 1979*. – Portland, Oregon: Battelle Memorial Institute, Pacific Northwest Laboratory; 1979. – pp. 47-58.
109. Burton T. *Wind energy: handbook* / T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi. – UK, Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 2001. – 642 p. – ISBN 0471489972. – DOI: 10.1002/0470846062.
110. Lyatkher V. *Wind Power. Turbine Design, Selection, and Optimization* / V. Lyatkher. – Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc. – Salem, Massachusetts, USA: Scrivener Publishing LLC, 2014. – 328 p. – ISBN 978-1-118-72092-9.

111. U.S. Standard Atmosphere // National oceanic and atmospheric administration, National aeronautics and space administration, United states air force. – Washington, D.C., October 1976. – URL: https://www.ngdc.noaa.gov/stp/space-weather/online-publications/miscellaneous/us-standard-atmosphere-1976/us-standard-atmosphere_st76-1562_noaa.pdf (дата обращения: 21.09.2021).
112. Air Density Calculator // OMNI Calculator. – URL: <https://www.omnicalculator.com/physics/air-density> (дата обращения: 21.09.2021).
113. Department of defense world geodetic system 1984: Technical Report: DMATR83502WGS84, Third edition, Amendment 1, 3 January 2000. – URL: <https://gis-lab.info/docs/nima-tr8350.2-wgs84fin.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
114. Gill A.E. Atmosphere–Ocean Dynamics / A.E. Gill // International Geophysics Series, Vol. 30. – USA, San-Diego (CA): Academic Press, 1982. – 680 p. – ISBN 9780122835223.
115. Snyder R.L. Humidity Conversion / R.L. Snyder, 2005. – URL: <http://biomet.ucdavis.edu/conversions/HumCon.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
116. Ibe O.C. Markov processes for stochastic modeling / O.C. Ibe – 2nd ed. – London: Academic Press, 2013. – 494 p. – ISBN 978-0-12-407795-9. – DOI: 10.1016/C2012-0-06106-6.
117. 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.
118. 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.
119. 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.
120. Biagini F. Stochastic calculus for fractional Brownian motion and applications / F. Biagini, Y. Hu, B. Øksendal, T. Zhang. – London: Springer, 2008. – 330 p. – ISBN 978-1-84628-797-8. – DOI: 10.1007/978-1-84628-797-8.
121. Alaton P. On modelling and pricing weather derivatives / P. Alaton, B. Djehiche, D. Stillberger // Applied Mathematical Finance. – 2002. – Vol. 9, № 1. – P. 1–20. – DOI: 10.1080/13504860210132897.
122. Lysy M. Statistical inference for stochastic differential equations with memory / M. Lysy, N.S. Pillai // arXiv.org. – 2013. – URL: <https://arxiv.org/abs/1307.1164v1> (дата обращения: 21.09.2021).
123. Perrin E. Fast and exact synthesis for 1-D fractional Brownian motion and fractional Gaussian noises / E. Perrin, R. Harba, R. Jennane, I. Iribarren // IEEE Signal Processing letters. – 2002. – Vol. 9, № 11. – P. 382–384. – DOI: 10.1109/LSP.2002.805311.
124. Thijs van den Berg. Calibrating the Ornstein–Uhlenbeck (Vasicek) model. – URL: <http://www.statisticshowto.com/wp-content/uploads/2016/01/Calibrating-the-Ornstein.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
125. Taqqu M.S. Estimators for long-range dependence: an empirical study / M.S. Taqqu, V. Teverovsky, W. Willinger // Fractals. – 1995. – Vol. 3, № 4. – P. 785–798. – DOI: 10.1142/S0218348X95000692.
126. Su Y. Parameter estimation for fractional diffusion process with discrete observations / Y. Su, Y. Wang // Journal of function spaces. – 2019. – Vol. 2019. – 9036285. – DOI: 10.1155/2019/9036285.
127. Xiao W. Parameter estimation for fractional Ornstein–Uhlenbeck processes at discrete observation / W. Xiao, W. Zhang, W. Xu // Applied Mathematical Modelling. – 2011. – Vol. 35, № 9. – P. 4196–4207. – DOI: 10.1016/j.apm.2011.02.047.

128. Burnham K.P. Model selection and multimodel inference: a practical information-theoretic approach / K.P. Burnham, D.R. Anderson. – 2nd ed. – New York: Springer, 2002. – 488 p. – ISBN 978-0-387-22456-5. – DOI: 10.1007/b97636.
129. Давыдов Д.Ю. Модель оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций. / Д.Ю. Давыдов, С.Г. Обухов // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. – 2021. – 23(5) – С. 115-130. – DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-5-115-130.
130. Dicorato M. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation / M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani, M. Trovato // Renewable Energy. – 2011. – Vol. 36, № 8. – P. 2043-2051. – DOI: 10.1016/j.renene.2011.01.003.
131. Lundberg S. Performance comparison of wind park configurations. Technical report no. 30R. / S. Lundberg. – Sweden: Chalmers University of technology; 2003. – URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/70559221.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
132. Sørensen J.N. A Minimalistic Prediction Model to Determine Energy Production and Costs of Offshore Wind Farms / J.N. Sørensen, G.C. Larsen // Energies. – 2021. – Vol. 14, № 2. – 448. DOI: 10.3390/en14020448.
133. Gridded Bathymetry Data // General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO). – URL: https://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data (дата обращения: 21.09.2021). – Режим доступа: свободный.
134. Hansen M.O.L. Aerodynamics of Wind Turbines / M.O.L. Hansen. – 2nd ed. – London: Earthscan, 2008. – 192 p. – ISBN 9781849770408. – DOI: 10.4324/9781849770408.
135. Gonzalez-Longatt F. Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior / F. Gonzalez-Longatt, P. Wall, V. Terzija // Renewable Energy. – 2012. – Vol. 39, № 1. – P. 329–338. – DOI: 10.1016/j.renene.2011.08.053.
136. Shakoor R. Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen's model / R. Shakoor, M.Y. Hassan, A. Raheem, Y.K. Wu // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Vol. 58. – P. 1048–1059. – DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.229.
137. Ainslie J.F. Calculating the flowfield in the wake of wind turbines / J.F. Ainslie // Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. – 1988. – Vol. 27, № 1-3. – P. 213-224. – DOI: 10.1016/0167-6105(88)90037-2.
138. Sanderse B. Review of computational fluid dynamics for wind turbine wake aerodynamics / B. Sanderse, S.P. van der Pijl, B. Koren // Wind Energy. – 2011. – Vol.14. – P. 799-819. DOI: 10.1002/we.458.
139. Churchfield M.J. Review of Wind Turbine Wake Models and Future Directions (Presentation), NREL/PR-5000-60208, 2013, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). – URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60208.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
140. Göçmen T. Wind turbine wake models developed at the technical university of Denmark: A review / T. Göçmen, P. Laan, P. Réthoré, A.P Diaz, G.C. Larsen, S. Ott // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Vol. 60. – P. 752-769. – DOI: 10.1016/j.rser.2016.01.113.
141. Krutova M. Evaluation of Gaussian wake models under different atmospheric stability conditions: Comparison with large eddy simulation results / M. Krutova, M.B. Paskyabi, F.G. Nielsen, J. Reuder // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – Vol. 1669. – 012016. – DOI: 10.1088/1742-6596/1669/1/012016.
142. Jensen N.O. A note on wind generator interaction / N.O. Jensen. – Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory, 1983. – 16 p. – ISBN 87-550-0971-9. – URL: https://orbit.dtu.dk/files/55857682/ris_m_2411.pdf (дата обращения: 21.09.2021).
143. Katic I. A simple model for cluster efficiency / I. Katic, J. Hojstrup, N. Jensen // EWEC'86. Proceedings Vol.1, European Wind Energy Association Conference and Exhibition. – Rome, Italy. – 6 - 8 Oct 1986, 1987. – P. 407-410.

144. Frandsen S. Analytical Modelling of Wind Speed Deficit in Large Offshore Wind Farms / S. Frandsen, R. Barthelmie, S. Pryor, O. Rathmann, S. Larsen, S. Højstrup // *Wind Energy*. – 2006. – Vol. 9, № 1-2. – P. 39-53. – DOI: 10.1002/we.189.
145. Gao X. Optimization of wind turbine layout position in a wind farm using a newly-developed two-dimensional wake model / X. Gao, H. Yang, L. Lu // *Applied Energy*. – 2016. – Vol. 174. – P. 192-200. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.04.098.
146. Larsen G.C. A simple stationary semi-analytical wake model / G.C. Larsen. – Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark, 2009. – 22 p. – ISBN 987-87-550-3784-7.
147. Yang K. Determining an Appropriate Parameter of Analytical Wake Models for Energy Capture and Layout Optimization on Wind Farms / K. Yang // *Energies*. – 2020. – Vol. 13, № 3. – 739. – DOI: 10.3390/en13030739.
148. Shao Z. Multiple Wind Turbine Wakes Modeling Considering the Faster Wake Recovery in Overlapped Wakes / Z. Shao, Y. Wu, L. Li, S. Han, Y. Liu // *Energies*. – 2019. – Vol. 12, № 4. – 680. – DOI: 10.3390/en12040680.
149. Sohoni V. A critical review on wind turbine power curve modelling techniques and their applications in wind based energy systems / V. Sohoni, S.C. Gupta, R.K. Nema // *Journal of Energy*. – 2016. – 8519785. – DOI: 10.1155/2016/8519785.
150. Frohboese P. Thrust coefficients used for estimation of wake effects for fatigue load calculation / P. Frohboese, C. Schmuck, G.G. Hassan // *European Wind Energy Conference and Exhibition*. – Warsaw, Poland, 2010.
151. Frandsen S.T. Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters / S.T. Frandsen. – Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory, 2007. – URL: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/12674798/ris_r_1188.pdf (дата обращения: 21.09.2021).
152. Open Exchange Rates.com: сайт. – URL: <https://docs.openexchangerates.org/> (дата обращения: 21.09.2021). – Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
153. InflationTool.com: сайт. – URL: <https://www.inflationtool.com/> (дата обращения: 21.09.2021). – Режим доступа: свободный.
154. Elkinton C.N. Offshore wind farm layout optimization (OWFLO) project: an introduction / C.N. Elkinton, J.F. Manwell, J.G. McGowan // *2005 offshore wind conference and exhibition*. – Copenhagen; 26-28 October 2005.
155. Kucuksari S. Impact of electrical topology, capacity factor and line length on economic performance of offshore wind investments / S. Kucuksari, N. Erdogan, U. Cali // *Energies*. – 2019. – Vol. 12, № 16. – 3191. – DOI: 10.3390/en12163191.
156. Global Offshore Wind Farm Database // 4C Offshore. – URL: <https://www.4coffshore.com/offshorewind> (дата обращения: 21.09.2021). – Text: electronic.
157. Wind-turbine-models.com: website. – URL: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines> (дата обращения: 21.09.2021). – Text: electronic.
158. Gerdes G. Case study: European offshore wind farms - A Survey for the analysis of the experiences and lessons learnt by developers of offshore wind farms / G. Gerdes, A. Tiedemann, S. Zeelenberg. – Groningen: University of Groningen, 2008. – 158 p. – URL: https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/A_Survey_for_the_Analysis_by_Developers_of_Offshore_Wind_Farms.pdf (дата обращения: 21.09.2021).
159. Offshore Renewables Map - Offshore Wind Farms. – Text: electronic // Lindoe Offshore Renewables Center (LORC) knowledge. – URL: <https://web.archive.org/web/20120116162257/http://www.lorc.dk/Knowledge/Offshore-renewables-map/Offshore-wind-farms> (дата обращения: 21.09.2021).

160. Sharples M. Offshore electrical cable burial for wind farms: state of the art, standards and guidance & acceptable burial depths, separation distances and sand wave effect / M. Sharples. – Text: electronic // Bureau of Ocean Energy Management, Regulation & Enforcement - Department of the Interior. – 2011. – URL: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program/final-report-offshore-electrical-cable-burial-for-wind-farms.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
161. Capacity factors at Danish offshore wind farms. – Text: electronic // Energy Numbers. – 2019. – URL: <https://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms> (дата обращения: 21.09.2021).
162. Federal Climate Complex Data Documentation for Integrated Surface Data // National Climatic Data Center. – URL: <ftp://ftp.ncdc.noaa.gov/pub/data/noaa/ish-format-document.pdf> (дата обращения: 21.09.2021). – Режим доступа: свободный.
163. The Kingfisher Information Service // Offshore Renewable & Cable Awareness project (KIS-ORCA). – URL: <https://kis-orca.org/downloads> (дата обращения: 21.09.2021). – Режим доступа: свободный.
164. Porté-Agel F. A Numerical Study of the Effects of Wind Direction on Turbine Wakes and Power Losses in a Large Wind Farm / F. Porté-Agel, Y.-T. Wu, C.-H. Chen // *Energies*. – 2013. – Vol. 6, № 10. – P. 5297-5313. – DOI: 10.3390/en6105297.
165. Gouveia L. Spanning Trees with Node Degree Dependent Costs and Knapsack Reformulations / L. Gouveia, P. Moura // *Electronic Notes in Discrete Mathematics*. – 2010. – Vol. 36. – P. 985-992. – DOI: 10.1016/j.endm.2010.05.125.
166. Cahn R. Wide Area Network Design: Concepts and tools for optimization / R. Cahn. – San Francisco: Morgan Kaufmann Publishers, 1998. – 464 p. – ISBN 978-1558604582.
167. 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.
168. Bourke P. Intersection point of two line segments in 2 dimensions / P. Bourke. – Text: electronic // *Geometry, Surfaces, Curves, Polyhedra – Points, lines, and planes*. – 1989. – URL: <http://paulbourke.net/geometry/pointlineplane/#i21> (дата обращения: 21.09.2021).
169. Wu J. Distance metrics and data transformations / J. Wu. – China: LAMDA Group, National Key Lab for Novel Software Technology, 2017. – URL: <https://cs.nju.edu.cn/wujx/paper/Metric.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
170. XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems: User's Guide. – Text: electronic // ABB. – URL: <https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
171. Nexans Submarine Power Cables. – URL: <https://cupdf.com/document/submpowcables-final-10jun13-engl.html> (дата обращения: 21.09.2021).
172. Matlab Mathematics / Matlab R2015b // Mathworks, 2015. – URL: <http://www.apmath.spbu.ru/ru/staff/smirnovmn/files/math.pdf> (дата обращения: 21.09.2021).
173. Ligas M. A method for local approximation of a planar deformation field / M. Ligas, M. Banas, A. Szafarczyk // *Reports on Geodesy and Geoinformatics*. – 2019. – Vol. 108. – P. 1-8. – DOI: 10.2478/rgg-2019-0007.
174. 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.
175. Offshore WIND. – URL: <https://www.offshorewind.biz/projects> (дата обращения: 21.09.2021). – Text: electronic.
176. Offshore Wind Projects // Nexans. – URL: <https://www.nexans.com/business/High-Voltage--Projects/Offshore-windfarms> (дата обращения: 21.09.2021). – Text: electronic.

177. Renewable Technology. – URL: <https://www.renewable-technology.com/projects> (дата обращения: 21.09.2021). – Text: electronic.

178. Power Technology. – URL: <https://www.power-technology.com/projects> (дата обращения: 21.09.2021). – Text: electronic.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Основные сведения и характеристики эксплуатируемых ветроэлектростанций

Таблица А.1 – Основные сведения об эксплуатируемых и строящихся МВЭС, расположенных в акваториях стран Европы [8,159,175-178]

№	Наименование МВЭС	Страна	Акватория	Год ввода в эксплуатацию	Широта	Долгота	А, км²	Руст, МВт	Нвэу, ед.	Рвэу, МВт	Модель ВЭУ	КИУМ	CAPEX, млн. евро	LCOE, евро/МВтч	Тип электропередачи	Нмтп	Нкл	Фундаменты	h _д , м	d, км
1	Albatros	Germany	North sea	2019	54,48	6,25	10,54	112	16	7	Siemens SWT-7.0-154	н.д.	н.д.	184	н.д.	1	1	моносвая	40	100
2	Alpha Ventus (Borkum West I)	Germany	North sea	2009	54,02	6,60	3,93	60	12	5	6xMultibrid M5000; 6xREpower 5M	50,8	250	150	HVAC	1	1	каркас	28,5	56
3	Amrumbank West	Germany	North sea	2015	54,43	7,68	30,18	302	80	3,6	Siemens SWT-3.6-120	44,9	1000	194	HVDC	1	2	моносвая	22,5	35
4	Arkona Wind Park	Germany	Baltic sea	2019	54,78	14,12	37,32	385	60	6	Siemens-Gamesa SWT-6.0-154	44,2	1400	184	н.д.	1	1	моносвая	23	35
5	Anholt	Denmark	Baltic sea	2013	56,60	11,21	115,94	400	111	3,6	Siemens SWT-3.6-120	46,7	1206	141,36	н.д.	1	1	моносвая	17	15
6	Avedore Holme	Denmark	Baltic sea	2003	55,60	12,46	0,06	10,8	3	3,6	Siemens SWT-3.6-120	29,3	13,4	н.д.	MVAC	0	1	гравитац.	н.д.	1
7	BARD Offshore 1	Germany	North sea	2013	54,36	5,98	58,92	400	80	5	BARD 5.0	39,9	2900	150	HVDC	1	2	tripile	40	101
8	Barrow	UK	Irish sea	2006	53,98	-3,28	9,98	90	30	3	Vestas V90-3.0	35,9	137,91	112,9	HVAC	1	1	моносвая	16	7,5
9	Beatrice extension	UK	North sea	2019	58,13	-3,07	131,33	588	86	7	Siemens Gamesa 7	н.д.	2893	160,01	MVAC	2	2	каркас	45	13,5
10	Belwind	Belgium	North sea	2010	51,66	2,80	13,08	165	55	3	Vestas V90-3.0	38	614	107	HVAC	1	1	моносвая	20	46
11	Borkum Riffgrund I	Germany	North sea	2015	53,97	6,55	35,45	312	78	4	Siemens SWT-4.0-120	36,5	1190	н.д.	HVAC	1	2	каркас	26	54
12	Borkum Riffgrund II	Germany	North sea	2019	54,97	6,50	35,97	450	56	8	MHI Vestas V164-8.0	29,9	н.д.	184	HVAC	1	2	каркас	25	56
13	Burbo Bank Extension	UK	Irish sea	2017	53,48	-3,18	39,64	254,2	32	8	Vestas V164 8.0	н.д.	1078	171,44	MVAC	1	1	моносвая	7	6
14	Butendiek	Germany	North sea	2014	55,02	7,77	31,29	288	80	3,6	Siemens SWT-3.6-120	н.д.	1300	н.д.	HVDC	1	2	моносвая	20	32
15	DanTysk	Germany	North sea	2014	55,14	7,20	65,66	288	80	3,6	Siemens SWT-3.6-120	51,5	1000	194	HVDC	1	2	моносвая	26	70
16	Dudgeon	UK	North sea	2017	53,25	1,38	55,13	402	67	6	Siemens SWT-6.0-154	48	1680	171,44	HVAC	1	2	моносвая	19,5	32
17	East Anglia One	UK	North sea	2020	52,23	2,49	162,82	714	102	7	Siemens SWT-7.0-154	н.д.	н.д.	137,02	HVAC	1	2	каркас		45,4
18	Egmond aan Zee (OWEZ)	Netherlands	North sea	2007	52,61	4,42	24,46	108	36	3	Vestas V90-3	н.д.	217	н.д.	MVAC	0	3	моносвая	18,5	10
19	EnBW Baltic 1	Germany	Baltic sea	2011	54,61	12,65	6,98	48,3	21	2,3	Siemens SWT 2.3-93	48,2	200	150	HVAC	1	2	моносвая	17,5	16
20	EnBW Baltic 2	Germany	Baltic sea	2015	55,00	13,20	30,2	288	80	3,6	Siemens SWT 3.6-120	н.д.	1250	н.д.	HVAC	1	2	каркас	33,5	32
21	Eneco Luchterduinen	Netherlands	North sea	2015	52,41	4,16	16,17	129	43	3	Vestas V112/3000	н.д.	450	181	н.д.	1	1	моносвая	21	23
22	Aberdeen (EOWDC)	UK	North sea	2018	57,22	-1,98	19,97	93	11	8	Vestas V164-8	н.д.	н.д.	157,5	MVAC	0	2	каркас	32	2,4
23	Gemini	Netherlands	North sea	2017	54,04	5,96	69,58	600	150	4	Siemens SWT- 4.0-130	н.д.	2800	168,9	HVAC	2	2	моносвая	32	85
24	Global Tech I	Germany	North sea	2015	54,26	6,41	40,49	400	80	5	Multibrid M5000-116	н.д.	1800	194	н.д.	1	2	трипод	39,5	115
25	Gode Wind 1-2	Germany	North sea	2017	54,05	7,03	69,37	582	97	6	Siemens SWT-6.0-154	44	2200	194	н.д.	2	4	моносвая	31	45
26	Greater Gabbard	UK	North sea	2012	51,93	1,88	146,13	504	140	3,6	Siemens SWT-3.6-107	42,2	2240	168,65	HVAC	2	3	моносвая	26	36
27	Gunfleet Sands	UK	North sea	2010	51,72	1,21	15,8	172,8	48	3,6	Siemens SWT-3.6-107	36,6	523	140,77	HVAC	1	1	моносвая	8,5	7
28	Gwynt y Môr	UK	Irish sea	2015	53,45	-3,58	67,98	576	160	3,6	Siemens SWT-3.6-107	31,7	2700	168,65	HVAC	2	4	моносвая	20	16
29	Hohe See	Germany	North sea	2019	54,43	6,47	40,52	497	71	7	Siemens SWT-7.0-154	н.д.	н.д.	184	HVAC	1	2	моносвая	40	90
30	Horns Rev 1	Denmark	North sea	2002	55,53	7,91	20,67	160	80	2	Vestas V80-2.0	39,9	278	60,93	HVAC	1	1	моносвая	10	17,9
31	Horns Rev 2	Denmark	North sea	2009	55,60	7,59	33,21	209,3	91	2,3	Siemens SWT-2.3-93	48,4	475	69,67	HVAC	1	1	моносвая	13	31,7
32	Horns Rev 3	Denmark	North sea	2019	55,69	7,68	116,24	406,7	49	9,5	MHI Vestas: V164	н.д.	н.д.	103,57	HVAC	1	1	моносвая	10	20
33	Hornsea One	UK	North sea	2020	53,89	1,79	407,34	1218	174	7	Siemens SWT-7.0-154	н.д.	н.д.	160,01	HVAC	4	3	моносвая	25	120
34	Hornsea Two	UK	North sea	2022	53,89	1,79	461,89	1386	165	8	Siemens Gamesa 8.0-167 DD	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	2	3	моносвая	25	99,5
35	Humber Gateway	UK	North sea	2015	53,64	0,29	26,53	219	73	3	Vestas V112 3.0	41,1	825	163,07	н.д.	1	2	моносвая	13,5	10
36	Inner Dowsing / Lynn	UK	North sea	2009	53,13	0,44	16,7	194	54	3,6	Siemens SWT-3.6-107	34,9	314	112,9	MVAC	0	3	моносвая	10	5
37	Karehamn	Sweden	Baltic sea	2013	56,98	17,02	1,81	48	16	3	Vestas V112-3.0	н.д.	120	н.д.	MVAC	0	2	гравитац.	13	3,8
38	Kemin Ajoksen I + II	Finland	Baltic sea	2008	65,66	24,51	2,55	30	10	3	WWD-3-100	30,4	50	н.д.	MVAC	0	4	гравитац.	1	2,6
39	Kentish Flats	UK	North sea	2005	51,46	1,09	9,95	90	30	3	Vestas V90-3.0	42,9	173	112,9	MVAC	0	2	моносвая	4	8,5
40	Kentish Flats Extension	UK	North sea	2015	51,46	1,09	8,28	49,5	15	3,3	Vestas V112-3.3	42,9	173	163,07	MVAC	0	2	моносвая	3	8,5
41	Kriegers Flak	Denmark	Baltic sea	2021	55,02	12,93	182,53	604,8	72	8,4	Siemens SG 8.4	н.д.	173	49,9	HVAC	3	4	моносвая	15	11,3

окончание таблицы А.1

№	Наименование МВЭС	Страна	Акватория	Год ввода в эксплуа- тацию	Широта	Долгота	А, км ²	Руст, МВт	Нвэу, ед.	Рвэу, МВт	Модель ВЭУ	КИУМ	CAPEX, млн. евро	LCOE, евро/МВтч	Тип электро- передачи	Нмтп	Нкл	Фундаменты	h _d , м	d, км
42	Lillgrund	Sweden	Baltic sea	2007	55,52	12,78	6,88	110	48	2,3	Siemens SWP 2.3-93	34,1	172,13	н.д.	HVAC	1	1	гравитац.	8,5	11,3
43	Lincs	UK	North sea	2013	53,18	0,48	38,31	270	75	3,6	Siemens SWT-3.6-120	42	1120	168,65	HVAC	1	2	моносвая	12,5	8
44	London Array	UK	North sea	2013	51,64	1,55	106,9	630	175	3,6	Siemens SWT-3.6-120	41,1	2420	168,65	HVAC	2	4	моносвая	12,5	20
45	Meerwind Sud/Ost	Germany	North sea	2014	54,38	7,68	39,8	288	80	3,6	Siemens SWT-3.6-120	н.д.	1200	154	HVDC	1	2	моносвая	25,5	53
46	Merkur	Germany	North sea	2019	54,03	6,55	39,32	396	66	6	GE Haliade 150-6	н.д.	н.д.	н.д.	HVDC	1	2	моносвая	30	45
47	Middelgrunden	Denmark	Baltic sea	2001	55,69	12,67	0,36	40	20	2	Bonus/Siemens 2MW	25,7	44,89	80,7	MVAC	0	2	гравитац.	4	4,7
48	Moray East	UK	North sea	2022	58,19	н.д.	295,62	950	100	9,5	Vestas V164-9.5	н.д.	н.д.	65,72	н.д.	3	3	каркас	н.д.	22
49	Neart Na Gaoithe	UK	North sea	2023	56,27	-2,32	105,11	450	75	6	Siemens SG 8.0-167 DD	н.д.	н.д.	130,74	н.д.	2	2	каркас	н.д.	15,5
50	Nisum Bredning Vind	Denmark	North sea	2018	56,67	8,24	4,98	28	4	7	Siemens SWT-7.0-154	37,5	40,21	94,15	MVAC	0	1	гравитац.	3,5	2,5
51	Nordsee Ost	Germany	North sea	2015	54,43	7,68	35,35	295	48	6,2	Senvion 6.2M126	н.д.	1300	194	н.д.	1	2	каркас	23,5	57
52	North Hoyle	UK	Irish sea	2004	53,43	-3,40	9,64	60	30	2	Vestas V80-2.0	31,5	90	112,9	MVAC	0	2	моносвая	8,5	7,2
53	Northwind	Belgium	North sea	2014	51,62	2,90	13,84	216	72	3	Vestas V90-3.0	н.д.	851	107	HVAC	1	1	моносвая	22,5	37
54	Nysted	Denmark	Baltic sea	2003	54,55	11,71	25,93	165,6	72	2,3	Bonus 2.3 MW/82	36,1	245	60,93	HVAC	1	2	гравитац.	8	10,7
55	Ormonde	UK	Irish sea	2012	54,10	-3,40	9,92	150	30	5,075	REPower 5M	39,5	552	168,65	HVAC	1	1	каркас	19,6	9,5
56	Princess Amalia	Netherlands	North sea	2008	52,59	4,22	21,62	120	60	2	Vestas V80-2	41,3	383	163	HVAC	1	1	моносвая	21,5	23
57	Rødsand II (Nysted 2)	Denmark	Baltic sea	2010	54,56	11,55	33,9	207	90	2,3	Siemens SWP 2.3-93	42,1	450	84,73	HVAC	1	1	гравитац.	9	8,83
58	Rønland	Denmark	North sea	2003	56,66	8,22	0,05	17,2	8	2	Vestas V80 2MW/Bonus/Siemens 2.3-93	44,1	н.д.	80,7	MVAC	0	1	гравитац.	0,1	1
59	Race Bank	UK	North sea	2018	53,28	0,84	62,36	573	91	6	Siemens SWT-6.0-154	н.д.	1900	157,5	н.д.	2	2	моносвая	15	27
60	Rampion	UK	North sea	2018	50,67	-0,27	74,14	400	116	3,45	MHI Vestas V112-3.45MW	н.д.	1462	157,5	н.д.	1	2	моносвая		13
61	Rhyl Flats	UK	Irish sea	2009	53,37	-3,65	9,73	90	25	3,6	Siemens SWT-3.6-107	32,9	213	140,77	MVAC	0	3	моносвая	6	8
62	Riffgat	Germany	North sea	2014	53,69	6,48	5,97	113	30	3,6	Siemens SWT-3.6-120	н.д.	480	190	н.д.	1	1	моносвая	20,5	15
63	Robin Rigg	UK	Irish sea	2010	54,75	-3,72	18,34	180	60	3	Vestas V90-3.0 MW	35,1	427	168,65	HVAC	2	2	моносвая	6,5	11
64	Samsø	Denmark	Baltic sea	2003	55,72	10,58	0,12	23	10	2,3	Bonus/Siemens 2.3-82	38,9	31,97	80,7	MVAC	0	2	моносвая	17	4
65	Sandbank	Germany	North sea	2017	55,19	6,86	47,13	288	72	4	Siemens SWT-4.0-130	53,2	1200	н.д.	н.д.	1	2	моносвая	29,5	90
66	Scroby Sands	UK	North sea	2004	52,63	1,78	4,22	60	30	2	Vestas V80-2.0 MW	30,7	86	112,9	MVAC	0	3	моносвая	5	2,3
67	Sheringham Shoal	UK	North sea	2012	53,12	1,13	34,97	316,8	88	3,6	Siemens SWT-3.6-107	40,7	1040	168,65	HVAC	2	2	моносвая	18,5	23
68	Sprogø	Denmark	Baltic sea	2009	55,34	10,96	0,08	21	7	3	Vestas V90-3MW	36,5		н.д.	MVAC	0	2	гравитац.	7	10,6
69	Teesside	UK	North sea	2013	54,65	-1,09	4,32	62,1	27	2,3	Siemens SWT-2.3-93	34,8	224	168,65	MVAC	0	2	моносвая	12	1,5
70	Thanet	UK	North sea	2010	51,43	1,63	34,94	300	100	3	Vestas V90-3.0 MW	32,8	1009	168,65	HVAC	1	2	моносвая	23,5	12
71	Thorntonbank	Belgium	North sea	2013	51,64	2,93	н.д.	325,2	54	5	REpower 5M. 48 x Senvion 6M	н.д.	1453	н.д.	HVAC	1	1	грави- тац./каркас	20	27
72	Trianel Windpark Borkum (phase 1)	Germany	North sea	2015	54,04	6,47	22,64	200	40	5	Areva M5000-116	н.д.	900	190	н.д.	1	1	трипод	30,5	45
73	Triton Knoll	UK	North sea	2022	53,40	0,90	149,45	857	90	9,5	MHI Vestas v164 9.5 MW	н.д.	2250	85,43	н.д.	2		моносвая		33
74	Utgrunden	Sweden	Baltic sea	2000	56,34	16,28	0,45	11	7	1,5	Enron Wind (GE) 70 / 1.5MW	34	19,26	н.д.	MVAC	0	1	моносвая	6	4,2
75	Veja Mate	Germany	North sea	2017	54,32	5,87	50,91	402	67	6	Siemens SWT-6.0-154	45,4	1900	194	н.д.	1	2	моносвая	40	95
76	Vesterhav Nord/Syd	Denmark	North sea	2023	55,00	10,00	105,3	344	43	8,0	Siemens SG 8.0-167 DD	н.д.		63,89	MVAC	0	4	моносвая	16	4
77	Walney 1	UK	Irish sea	2011	54,05	-3,52	27,14	183,6	51	3,6	Siemens SWT-3.6-107	40,5	706	168,65	HVAC	1	1	моносвая	23,5	14
78	Walney 2	UK	Irish sea	2012	54,05	-3,52	45,85	183,6	51	3,6	Siemens SWT-3.6-120	43,8	706	168,65	HVAC	1	1	моносвая	27	14
79	West of Duddon Sands	UK	Irish sea	2014	53,98	-3,47	66,84	389	108	3,6	Siemens SWT-3.6-120	44,2	1406	168,65	н.д.	1	2	моносвая	20	15
80	Westernmost Rough	UK	North sea	2015	53,81	0,15	34,93	210	35	6	Siemens SWT-6.0-154	42,9	975	168,65	н.д.	1	1	моносвая	17,5	8
81	Wikinger	Germany	Baltic sea	2018	54,83	14,07	32,25	350	70	5	Adwen AD 5-135	н.д.	1350	190	н.д.	1	2	каркас	39,5	35
82	Yttre Stengrund	Sweden	Baltic sea	2001	56,17	16,02	0,06	10	5	2	NEG Micon 2MW (Vestas)	34,2	13	н.д.	MVAC	0	1	моносвая	6	2

Таблица А.2 – Основные сведения об эксплуатируемых и строящихся ВЭС на территориях регионов Российской Федерации [11,12]

№	Наименование ВЭС	Регион	Собственник / Инвестор	Год ввода в эксплуатацию	Координаты		Руст, МВт
					Широта	Долгота	
1	Адыгейская ВЭС	Краснодарский край	АО «НоваВинд»	2020	44,939	40,081	150,00
2	Азовская ВЭС	Ростовская область	ПАО «Энел Россия»	2021	46,945	38,876	90,09
3	Анадырская ВЭС	Чукотский автономный округ	ООО «АЛТЭН»	2002	64,767	177,554	2,50
4	Анапская ВЭС-1	Краснодарский край	ООО «ВЕТРОЭН-ЮГ-Г»	н.д.	н.д.	н.д.	48,00
5	Анапская ВЭС-2	Краснодарский край	ООО «ВЕТРОЭН-ЮГ-Г»	н.д.	н.д.	н.д.	51,00
6	Астраханская ВЭС	Астраханская область	н.д.	2030	н.д.	н.д.	100,00
7	Береговая ВЭС	Краснодарский край	ООО «ВГК»	2018	45,368	36,781	90,00
8	Березовская ВЭС	Воронежская область	АО «НоваВинд»	н.д.	51,181	40,018	220
9	Берестовская ВЭС	Ставропольский край	АО «НоваВинд»	н.д.	45,516	42,034	60
10	Благовещенская ВЭС-1	Краснодарский край	ООО «ВЕТРОЭН-ЮГ-Г»	2030	н.д.	н.д.	123,00
11	Благовещенская ВЭС-2	Краснодарский край	ООО «ВЕТРОЭН-ЮГ-Г»	2030	н.д.	н.д.	126,00
12	Бондаревская ВЭС	Ставропольский край	АО «НоваВинд»	2021	45,660	43,060	120
13	Ветровая электростанция г. Усть-Луга	Ленинградская область	н.д.	2030	н.д.	н.д.	300,00
14	Ветропарк Дамба	Ленинградская область	н.д.	2030	59,996	29,912	125,00
15	Ветропарк Нижняя Волга	Волгоградская область	н.д.	2030	н.д.	н.д.	900,00
16	Ветропарк пос. Лодейное	Мурманская область	н.д.	2025	н.д.	н.д.	300,00
17	Ветропарк Родниковский	Ставропольский край	ПАО «Энел Россия»	2024	44,528	41,997	71,25
18	Ветропарк Средняя Волга	Саратовская область	н.д.	2030	н.д.	н.д.	1000,00
19	Воробьевская ВЭС	Крым	ГУП РК «КГС»	1998	н.д.	н.д.	2,40
20	Восточно-Крымская ВЭС	Крым	ГУП РК «КГС»	2009	н.д.	н.д.	2,81
21	ВЭС Беломорье	Республика Карелия	ООО «ВЭС»	н.д.	н.д.	н.д.	96,00
22	ВЭС в посёлке Тикси	Республика Саха (Якутия)	ПАО «РусГидро»	2018	71,630	128,902	0,90
23	ВЭС в селе Новиково	Сахалинская область	ПАО «САХАЛИНЭНЕРГО»	2015	н.д.	н.д.	0,45
24	ВЭС Врангель	Приморский край	ООО «ДВВЭС»	2030	н.д.	н.д.	96,00
25	ВЭС г. Орск	Оренбургская область	ООО «Автотранс-М»	2015	н.д.	н.д.	0,40
26	ВЭС Гуково-1	Ростовская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2020	48,094	39,957	98,80
27	ВЭС Ишеевка	Ульяновская область	ООО «КомплексИндустрия»	2030	54,443	48,264	15,00
28	ВЭС Каневская	Краснодарский край	ООО «ВЭС»	2030	46,099	38,974	99,00
29	ВЭС Карсун	Ульяновская область	ООО «КомплексИндустрия»	2030	54,183	46,996	15,00
30	ВЭС Кемь	Республика Карелия	ООО «ВЭС»	2030	н.д.	н.д.	96,00
31	ВЭС Красновидово	Республика Татарстан	ПАО «Энел Россия»	2030	55,374	49,050	180,00
32	ВЭС Крылова	Приморский край	ООО «ДВВЭС»	2030	н.д.	н.д.	48,00
33	ВЭС Кулунда	Алтайский край	ООО «Вент Рус»	2030	52,580	78,970	96,00
34	ВЭС Мирный	Архангельская область	ООО «ВЭС»	2030	45,330	33,089	60
35	ВЭС на о-ве Беринга	Командорские о-ва	н.д.	н.д.	55,193	166,021	1,20
36	ВЭС Новая Майна	Ульяновская область	ООО «КомплексИндустрия»	2030	54,162	49,739	15,00
37	ВЭС Октябрьский	Республика Башкортостан	ООО «ВЭС»	2030	54,433	53,467	39,00
38	ВЭС Ольга	Приморский край	ООО «ДВВЭС»	2030	н.д.	н.д.	96,00
39	ВЭС ООО АльтЭнерго	Белгородская область	ООО «АльтЭнерго»	2010	50,808	36,493	0,10
40	ВЭС п. Усть-Камчатск	Камчатский край	ПАО «Передвижная энергетика»	2013	56,261	162,570	1,18
41	ВЭС Пластун	Приморский край	ООО «ДВВЭС»	2030	н.д.	н.д.	60,00
42	ВЭС Поворотный	Приморский край	ООО «ДВВЭС»	2030	н.д.	н.д.	78,00
43	ВЭС Приморско-Ахтарская	Краснодарский край	ООО «ВЭС»	2030	46,019	38,203	150,00
44	ВЭС Прудовый	Ставропольский край	н.д.	2030	45,633	44,047	200,00
45	ВЭС с. Никольское	Камчатский край	ПАО «Передвижная энергетика»	2013	55,192	166,013	0,55
46	ВЭС с. Тамар-Уткуль	Оренбургская область	ООО «ЭкоСельЭнерго»	2013	51,077	55,015	2,73

продолжение таблицы А.2

№	Наименование ВЭС	Регион	Собственник / Инвестор	Год ввода в эксплуатацию	Координаты		Руст, МВт
					Широта	Долгота	
47	ВЭС Свирица	Ленинградская область	н.д.	2030	н.д.	н.д.	100
48	ВЭС Тюпкильды	Республика Башкортостан	ООО "Башкирская генерирующая компания"	2002	54,340	54,140	2,20
49	ВЭС Фунтово	Астраханская область	ООО «КомплексИндустрия»	2030	47,328	46,502	15,00
50	ВЭС Харабалинская	Астраханская область	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	100,00
51	ВЭС Хасан	Приморский край	ООО «ДВВЭС»	н.д.	н.д.	н.д.	60,00
52	ВЭС Яровое	Алтайский край	ООО «Вент Рус»	н.д.	52,900	78,700	96,00
53	ВЭС-Щербиновский	Краснодарский край	ООО «ВЭС»	н.д.	46,722	38,591	99,00
54	ВЭУ В.Г. ЛАБЫТНАНГИ	Ямало-Ненецкий автономный округ	ПАО «Передвижная энергетика»	2013	н.д.	н.д.	0,25
55	Геленджикская ВЭС-1	Краснодарский край	ООО «ВЕТРОЭН-ЮГ-Г»	н.д.	н.д.	н.д.	60,00
56	Геленджикская ВЭС-2	Краснодарский край	ООО «ВЕТРОЭН-ЮГ-Г»	н.д.	н.д.	н.д.	60,00
57	Геленджикская ВЭС-Южная-1	Краснодарский край	ООО «ВЕТРОЭН-ЮГ-Г»	н.д.	н.д.	н.д.	30,00
58	Геленджикская ВЭС-Южная-2	Краснодарский край	ООО «ВЕТРОЭН-ЮГ-Г»	н.д.	н.д.	н.д.	30,00
59	Гиагинский ветропарк	Краснодарский край	н.д.	н.д.	44,915	40,017	195,00
60	Гражданская ВЭС	Самарская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2022	52,759	49,596	100,1
61	Донузлавская ВЭС	Крым	ГУП РК «КГС»	1993	45,396	33,147	6,78
62	Ейская ВЭС	Краснодарский край	АО «Новавинд»	2030	н.д.	н.д.	72,00
63	Зимовниковская ВЭС	Ростовская область	АО «Новавинд»	2020	47,168	42,444	120
64	Ивановская ВЭС	Самарская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2022	52,742	49,605	50,05
65	Излучная ВЭС	Волгоградская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2021	48,140	45,945	87,8
66	Казачья ВЭС	Ростовская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2020	48,312	40,114	100,00
67	Калининградская ВЭС	Калининградская область	н.д.	2025	н.д.	н.д.	200,00
68	Каменско-Красносулинская ВЭС	Ростовская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2020	48,185	40,284	198,00
69	Карачаево-Черкесская ВЭС	Карачаево-Черкесская Республика	н.д.	2030	н.д.	н.д.	300,00
70	Кармалиновская ВЭС	Ставропольский край	АО «Новавинд»	2021	45,380	41,332	60
71	Кемская ВЭС	Республика Карелия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	60,00
72	Кольская ВЭС	Мурманская область	ПАО «Энел Россия»	2021	69,018	34,972	201,00
73	Котовская ВЭС	Волгоградская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2022	50,400	44,790	49,5
74	Кочубеевская ВЭС	Ставропольский край	АО «Новавинд»	2021	44,730	41,951	210
75	Кошехабльский ветропарк	Республика Адыгея	н.д.	н.д.	44,916	40,494	102,00
76	Красноармейская ВЭС-1	Саратовская область	ПАО «Фортум»	н.д.	н.д.	н.д.	99,99
77	Красноармейская ВЭС-2	Саратовская область	ПАО «Фортум»	н.д.	н.д.	н.д.	37,8
78	Красноармейская ВЭС-3	Саратовская область	ПАО «Фортум»	н.д.	н.д.	н.д.	67,2
79	Краснодарский ветропарк	Краснодарский край	н.д.	2030	н.д.	н.д.	1000,00
80	Кувандыкская ВЭС	Оренбургская область	ООО «Вент Рус»	н.д.	н.д.	н.д.	127,00
81	Курганская ВЭС	Курганская область	н.д.	2014	н.д.	н.д.	50,00
82	Ленинградская ВЭС	Ленинградская область	ПАО «ТГК-1»	2023	59,917	29,474	50,00
83	Манланская ВЭС	Волгоградская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2021	48,128	45,932	75,6
84	Марченковская ВЭС	Ростовская область	АО «Новавинд»	2021	47,065	42,599	120
85	Медвеженская ВЭС	Ставропольский край	АО «Новавинд»	2030	н.д.	н.д.	60
86	Мирновская ВЭС	Крым	н.д.	1998	н.д.	н.д.	18,46
87	Мурманская ВЭС	Мурманская область	ЗАО «Ветроэнерго»	н.д.	68,993	33,118	18,00
88	Наримановская ВЭС	Астраханская область	ООО «ВГК»	2018	н.д.	н.д.	24,00
89	Нижегородская ВЭС	Нижегородская область	н.д.	2030	н.д.	н.д.	350,00
90	Новоалексеевская ВЭС	Волгоградская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2022	50,385	44,775	49,5
91	Омский ветропарк	Омская область	н.д.	2030	н.д.	н.д.	110,00
92	Оренбургская ВЭС	Оренбургская область	ООО «Вент Рус»	2017	н.д.	н.д.	150

окончание таблицы А.2

№	Наименование ВЭС	Регион	Собственник / Инвестор	Год ввода в эксплуатацию	Координаты		Руст, МВт
					Широта	Долгота	
93	Останинская ВЭС	Крым	ООО «Ветряной парк Керченский»	2011	н.д.	н.д.	25,00
94	Платовская ВЭС	Ростовская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	н.д.	47,948	40,123	37,8
95	Покровская ВЭС	Самарская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2022	52,776	49,640	86,45
96	Пресноводненская ВЭС	Крым	ГУП РК «КГС»	н.д.	н.д.	н.д.	7,39
97	Приютненская ВЭС	Республика Калмыкия	ООО "АЛГЭН"	н.д.	47,020	44,220	150,00
98	Ростовская ВЭС	Ярославская область	ПАО «Энел Россия»	н.д.	н.д.	н.д.	90
99	Ростовский ВЭГ	Ростовская область	н.д.	н.д.	57,200	39,450	0,3
100	Сакская ВЭС	Крым	ГУП РК «КГС»	1998	45,328	33,103	20,82
101	Салынская ВЭС	Республика Калмыкия	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2020	46,420	44,130	99,9
102	Сеть-Наволоцкая ВЭС	Мурманская область	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,10
103	Старицкая ВЭС	Волгоградская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2021	48,172	45,885	50
104	Судакская ВЭС	Крым	ГУП РК «КГС»	2002	44,809	35,081	3,76
105	Таманская ВЭС	Краснодарский край	ООО «ВГК»	н.д.	45,221	36,680	102,00
106	Тарханкутская ВЭС	Крым	ГУП РК «КГС»	2001	45,425	32,769	16,00
107	Ульяновская (Симбирская) ВЭС	Ульяновская область	ПАО «Фортум»	2018	54,270	48,580	35,00
108	Ульяновская ВЭС-2	Ульяновская область	ПАО «Фортум»	2019	54,300	48,587	50,4
109	Ушаковская ВЭС (ВЭС Зеленоградская)	Калининградская область	АО «Калининградская генерирующая компания»	2002	54,934	20,351	5,10
110	Холмская ВЭС	Волгоградская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2021	48,179	45,894	87,8
111	Целинская ВЭС	Республика Калмыкия	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2020	47,020	44,220	99,9
112	Черноярская ВЭС	Волгоградская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	2021	54,777	48,201	37,8
113	Юбилейная ВЭС	Ростовская область	ООО «ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА»	н.д.	47,938	40,133	75,6

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Координаты размещения оборудования МВЭС

Таблица Б.1 – Координаты мест размещения ВЭУ и МТП МВЭС «Horns Rev 1»

№	Тип узла	Координаты, град.		Глубина, м	Координаты UTM	
		Широта	Долгота		х, м	у, м
1	ВЭУ	55,5032	7,7942	-7,10	-2897,06	1946,08
2	ВЭУ	55,4982	7,7955	-6,81	-2825,34	1390,19
3	ВЭУ	55,4932	7,7968	-7,03	-2753,59	834,30
4	ВЭУ	55,4882	7,7980	-7,00	-2681,83	278,42
5	ВЭУ	55,4832	7,7993	-6,00	-2610,05	-277,47
6	ВЭУ	55,4783	7,8006	-5,96	-2539,35	-833,33
7	ВЭУ	55,4733	7,8019	-5,65	-2466,41	-1389,24
8	ВЭУ	55,4683	7,8032	-5,35	-2394,56	-1945,12
9	ВЭУ	55,5033	7,8035	-8,62	-2308,87	1945,70
10	ВЭУ	55,4983	7,8048	-8,01	-2237,07	1389,81
11	ВЭУ	55,4933	7,8061	-8,00	-2165,25	833,93
12	ВЭУ	55,4883	7,8074	-7,15	-2093,42	278,06
13	ВЭУ	55,4833	7,8086	-6,00	-2022,66	-277,80
14	ВЭУ	55,4784	7,8099	-5,22	-1950,78	-833,68
15	ВЭУ	55,4734	7,8112	-5,00	-1878,88	-1389,55
16	ВЭУ	55,4684	7,8125	-5,00	-1806,96	-1945,42
17	ВЭУ	55,5034	7,8128	-9,00	-1720,68	1945,38
18	ВЭУ	55,4984	7,8141	-8,61	-1649,91	1389,52
19	ВЭУ	55,4934	7,8154	-8,18	-1576,92	833,64
20	ВЭУ	55,4884	7,8166	-7,89	-1506,11	277,79
21	ВЭУ	55,4834	7,8179	-7,02	-1434,18	-278,08
22	ВЭУ	55,4784	7,8192	-5,87	-1363,33	-833,93
23	ВЭУ	55,4735	7,8205	-5,00	-1290,25	-1389,81
24	ВЭУ	55,4685	7,8218	-5,00	-1219,36	-1945,66
25	ВЭУ	55,5034	7,8221	-9,17	-1132,49	1945,13
26	ВЭУ	55,4985	7,8234	-9,24	-1061,65	1389,29
27	ВЭУ	55,4935	7,8247	-8,86	-988,58	833,41
28	ВЭУ	55,4885	7,8260	-8,20	-917,67	279,42
29	ВЭУ	55,4835	7,8272	-7,04	-846,80	-278,27
30	ВЭУ	55,4785	7,8285	-6,58	-774,77	-834,13
31	ВЭУ	55,4735	7,8298	-5,73	-702,72	-1389,98
32	ВЭУ	55,4686	7,8311	-4,58	-630,65	-1945,84
33	ВЭУ	55,5035	7,8314	-9,87	-545,41	1944,98
34	ВЭУ	55,4985	7,8327	-9,16	-473,39	1389,12
35	ВЭУ	55,4936	7,8340	-9,00	-401,35	833,27
36	ВЭУ	55,4886	7,8353	-8,22	-329,26	279,28
37	ВЭУ	55,4836	7,8365	-8,00	-258,28	-276,55
38	ВЭУ	55,4786	7,8378	-6,91	-187,32	-834,24
39	ВЭУ	55,4736	7,8391	-5,75	-114,09	-1390,10
40	ВЭУ	55,4686	7,8404	-4,60	-43,05	-1945,93
41	ВЭУ	55,5036	7,8407	-7,85	42,78	1944,87
42	ВЭУ	55,4986	7,8420	-8,46	114,87	1389,03

№	Тип узла	Координаты, град.		Глубина, м	Координаты UTM	
		Широта	Долгота		х, м	у, м
43	ВЭУ	55,4937	7,8433	-8,78	186,98	833,19
44	ВЭУ	55,4887	7,8446	-8,11	258,04	279,22
45	ВЭУ	55,4837	7,8458	-7,24	330,20	-276,62
46	ВЭУ	55,4787	7,8471	-6,93	401,24	-834,29
47	ВЭУ	55,4737	7,8484	-5,77	473,44	-1390,13
48	ВЭУ	55,4687	7,8497	-4,62	544,55	-1945,95
49	ВЭУ	55,5037	7,8500	-6,45	630,96	1944,84
50	ВЭУ	55,4987	7,8513	-7,44	702,02	1389,03
51	ВЭУ	55,4937	7,8526	-8,00	775,31	833,18
52	ВЭУ	55,4888	7,8539	-7,44	846,45	279,22
53	ВЭУ	55,4838	7,8551	-7,00	917,57	-276,60
54	ВЭУ	55,4788	7,8564	-6,61	988,69	-834,26
55	ВЭУ	55,4738	7,8577	-5,79	1062,06	-1390,11
56	ВЭУ	55,4688	7,8590	-4,64	1133,25	-1945,91
57	ВЭУ	55,5038	7,8593	-6,26	1219,14	1944,88
58	ВЭУ	55,4988	7,8606	-7,00	1290,28	1389,08
59	ВЭУ	55,4938	7,8619	-7,00	1362,54	833,25
60	ВЭУ	55,4889	7,8632	-7,00	1433,75	279,30
61	ВЭУ	55,4839	7,8645	-6,97	1506,05	-276,52
62	ВЭУ	55,4789	7,8657	-6,00	1577,24	-834,18
63	ВЭУ	55,4739	7,8670	-5,81	1649,58	-1389,99
64	ВЭУ	55,4689	7,8683	-4,66	1720,84	-1945,79
65	ВЭУ	55,5039	7,8686	-5,72	1807,32	1945,00
66	ВЭУ	55,4989	7,8699	-5,65	1878,53	1389,20
67	ВЭУ	55,4939	7,8712	-6,00	1950,87	833,38
68	ВЭУ	55,4889	7,8725	-6,13	2022,15	279,44
69	ВЭУ	55,4839	7,8737	-6,93	2093,39	-278,21
70	ВЭУ	55,4790	7,8750	-6,79	2164,68	-834,00
71	ВЭУ	55,4740	7,8763	-6,00	2237,10	-1389,81
72	ВЭУ	55,4690	7,8776	-6,00	2308,44	-1945,60
73	ВЭУ	55,5040	7,8780	-4,50	2395,50	1945,18
74	ВЭУ	55,4990	7,8792	-4,50	2466,78	1389,39
75	ВЭУ	55,4940	7,8805	-5,53	2539,19	833,58
76	ВЭУ	55,4890	7,8818	-6,68	2610,52	277,80
77	ВЭУ	55,4840	7,8831	-7,00	2681,86	-277,99
78	ВЭУ	55,4791	7,8843	-7,00	2753,23	-833,77
79	ВЭУ	55,4741	7,8856	-6,90	2825,72	-1389,57
80	ВЭУ	55,4691	7,8869	-6,52	2897,13	-1945,35
81	МТП	55,5090	7,8750	-5,00	2217,89	2508,32

Таблица Б.2 – Координаты мест размещения ВЭУ и МТП МВЭС «Horns Rev 2»

№	Тип узла	Координаты, град.		Глубина, м	Координаты UTM	
		Широта	Долгота		х, м	у, м
1	ВЭУ	55,5596	7,5983	-7,26	779,82	-4492,12
2	ВЭУ	55,5591	7,5898	-7,13	237,28	-4540,51
3	ВЭУ	55,5586	7,5812	-8,00	-306,29	-4586,96
4	ВЭУ	55,5581	7,5726	-6,88	-848,86	-4635,21
5	ВЭУ	55,5575	7,5640	-6,75	-1392,50	-4683,38
6	ВЭУ	55,5570	7,5554	-6,63	-1935,05	-4729,65
7	ВЭУ	55,5565	7,5468	-6,50	-2477,66	-4777,70
8	ВЭУ	55,5659	7,5975	-8,75	742,28	-3799,30
9	ВЭУ	55,5656	7,5889	-8,70	197,39	-3812,39
10	ВЭУ	55,5654	7,5802	-8,65	-348,56	-3825,38
11	ВЭУ	55,5652	7,5716	-8,60	-893,43	-3836,47
12	ВЭУ	55,5650	7,5630	-8,55	-1438,34	-3849,35
13	ВЭУ	55,5648	7,5543	-8,30	-1983,25	-3862,17
14	ВЭУ	55,5646	7,5457	-8,00	-2527,08	-3873,08
15	ВЭУ	55,5721	7,5974	-9,25	747,88	-3105,51
16	ВЭУ	55,5722	7,5888	-9,27	203,79	-3083,35
17	ВЭУ	55,5723	7,5801	-9,30	-341,31	-3059,25
18	ВЭУ	55,5724	7,5715	-9,51	-885,40	-3036,96
19	ВЭУ	55,5725	7,5628	-10,00	-1430,53	-3014,58
20	ВЭУ	55,5726	7,5542	-9,37	-1974,60	-2992,16
21	ВЭУ	55,5727	7,5456	-9,40	-2518,64	-2967,81
22	ВЭУ	55,5783	7,5980	-10,00	799,67	-2414,49
23	ВЭУ	55,5787	7,5894	-10,00	257,47	-2355,27
24	ВЭУ	55,5792	7,5808	-10,00	-283,70	-2297,86
25	ВЭУ	55,5796	7,5722	-10,00	-825,92	-2240,36
26	ВЭУ	55,5800	7,5635	-11,00	-1368,08	-2180,94
27	ВЭУ	55,5804	7,5549	-11,24	-1910,27	-2123,30
28	ВЭУ	55,5808	7,5463	-11,34	-2452,45	-2065,60
29	ВЭУ	55,5845	7,5993	-10,00	895,54	-1726,23
30	ВЭУ	55,5852	7,5908	-10,00	359,35	-1633,74
31	ВЭУ	55,5860	7,5822	-10,00	-177,86	-1541,17
32	ВЭУ	55,5867	7,5737	-10,00	-715,06	-1448,53
33	ВЭУ	55,5874	7,5651	-10,81	-1252,23	-1355,82
34	ВЭУ	55,5882	7,5566	-12,00	-1789,38	-1263,05
35	ВЭУ	55,5889	7,5480	-12,91	-2326,52	-1170,21
36	ВЭУ	55,5906	7,6013	-10,00	1036,40	-1046,28
37	ВЭУ	55,5917	7,5929	-10,00	506,22	-920,54
38	ВЭУ	55,5927	7,5844	-10,20	-23,85	-791,02
39	ВЭУ	55,5938	7,5760	-10,35	-553,97	-665,14
40	ВЭУ	55,5948	7,5675	-11,00	-1084,02	-537,35
41	ВЭУ	55,5959	7,5591	-12,00	-1614,09	-411,34
42	ВЭУ	55,5969	7,5506	-12,00	-2144,08	-283,42
43	ВЭУ	55,5967	7,6040	-10,00	1220,04	-378,33
44	ВЭУ	55,5980	7,5957	-10,76	699,06	-217,54
45	ВЭУ	55,5994	7,5874	-11,79	178,15	-54,83
46	ВЭУ	55,6007	7,5791	-11,00	-341,71	106,07
47	ВЭУ	55,6021	7,5707	-10,00	-863,64	267,07
48	ВЭУ	55,6034	7,5624	-11,00	-1383,43	428,09

№	Тип узла	Координаты, град.		Глубина, м	Координаты UTM	
		Широта	Долгота		х, м	у, м
49	ВЭУ	55,6048	7,5541	-12,09	-1904,23	589,20
50	ВЭУ	55,6026	7,6074	-10,00	1445,42	277,66
51	ВЭУ	55,6043	7,5992	-10,00	936,77	473,43
52	ВЭУ	55,6059	7,5911	-11,00	428,12	667,41
53	ВЭУ	55,6076	7,5830	-11,00	-81,53	861,47
54	ВЭУ	55,6092	7,5748	-11,15	-590,09	1055,56
55	ВЭУ	55,6109	7,5667	-11,74	-1099,66	1249,74
56	ВЭУ	55,6125	7,5585	-12,97	-1609,14	1445,83
57	ВЭУ	55,6084	7,6114	-10,95	1714,53	917,94
58	ВЭУ	55,6104	7,6035	-11,42	1219,17	1144,96
59	ВЭУ	55,6123	7,5956	-11,89	722,81	1372,05
60	ВЭУ	55,6143	7,5876	-12,36	227,56	1599,18
61	ВЭУ	55,6162	7,5797	-12,82	-267,65	1826,37
62	ВЭУ	55,6182	7,5718	-13,29	-762,81	2053,61
63	ВЭУ	55,6201	7,5638	-13,76	-1259,00	2279,08
64	ВЭУ	55,6141	7,6162	-12,00	2024,16	1540,73
65	ВЭУ	55,6163	7,6085	-12,00	1544,19	1798,95
66	ВЭУ	55,6185	7,6008	-12,54	1064,27	2057,22
67	ВЭУ	55,6208	7,5931	-13,92	584,41	2315,54
68	ВЭУ	55,6230	7,5853	-14,45	103,56	2573,94
69	ВЭУ	55,6252	7,5776	-14,98	-376,23	2830,52
70	ВЭУ	55,6275	7,5699	-15,70	-855,89	3090,85
71	ВЭУ	55,6195	7,6215	-12,00	2372,11	2140,52
72	ВЭУ	55,6220	7,6141	-12,01	1909,57	2428,04
73	ВЭУ	55,6245	7,6066	-12,97	1448,17	2717,44
74	ВЭУ	55,6270	7,5992	-14,27	985,79	3006,91
75	ВЭУ	55,6295	7,5918	-16,03	522,38	3294,60
76	ВЭУ	55,6321	7,5843	-18,25	61,17	3584,15
77	ВЭУ	55,6346	7,5769	-19,22	-401,07	3871,91
78	ВЭУ	55,6248	7,6275	-12,00	2759,40	2717,29
79	ВЭУ	55,6275	7,6203	-12,00	2316,37	3034,06
80	ВЭУ	55,6303	7,6132	-12,42	1873,45	3352,74
81	ВЭУ	55,6331	7,6061	-13,99	1430,56	3669,61
82	ВЭУ	55,6359	7,5989	-15,00	987,76	3988,37
83	ВЭУ	55,6386	7,5918	-17,28	546,08	4307,17
84	ВЭУ	55,6414	7,5847	-19,13	103,38	4624,17
85	ВЭУ	55,6298	7,6340	-11,98	3181,72	3265,56
86	ВЭУ	55,6328	7,6272	-11,93	2761,34	3611,54
87	ВЭУ	55,6358	7,6204	-12,29	2338,93	3957,59
88	ВЭУ	55,6389	7,6136	-13,00	1917,64	4303,67
89	ВЭУ	55,6419	7,6068	-13,81	1496,42	4649,79
90	ВЭУ	55,6449	7,6000	-14,44	1076,31	4995,93
91	ВЭУ	55,6480	7,5932	-16,11	655,22	5342,13
92	МТП	55,5994	7,6215	-10,00	2327,66	-98,04

Таблица Б.3 – Координаты мест размещения ВЭУ и МТП МВЭС «Walney 1»

№	Тип узла	Координаты, град.		Глубина, м	Координаты UTM	
		Широта	Долгота		х, м	у, м
1	ВЭУ	54,0299	-3,4473	-19,09	4153,31	-1312,66
2	ВЭУ	54,0344	-3,4559	-19,91	3595,37	-812,12
3	ВЭУ	54,0389	-3,4645	-20,00	3036,47	-311,50
4	ВЭУ	54,0433	-3,4730	-20,00	2477,68	187,33
5	ВЭУ	54,0478	-3,4816	-20,00	1919,01	688,08
6	ВЭУ	54,0522	-3,4902	-20,00	1360,47	1188,90
7	ВЭУ	54,0567	-3,4988	-21,00	802,05	1689,79
8	ВЭУ	54,0612	-3,5074	-21,70	242,65	2188,90
9	ВЭУ	54,0656	-3,5160	-21,40	-315,53	2689,92
10	ВЭУ	54,0701	-3,5246	-22,00	-873,58	3191,02
11	ВЭУ	54,0745	-3,5332	-22,00	-1432,62	3690,33
12	ВЭУ	54,0272	-3,4612	-19,82	3244,10	-1614,66
13	ВЭУ	54,0316	-3,4697	-19,98	2685,14	-1114,00
14	ВЭУ	54,0361	-3,4783	-21,00	2126,29	-613,28
15	ВЭУ	54,0406	-3,4869	-20,65	1567,57	-112,48
16	ВЭУ	54,0450	-3,4955	-21,00	1008,97	388,38
17	ВЭУ	54,0495	-3,5041	-21,00	450,48	887,46
18	ВЭУ	54,0539	-3,5127	-21,15	-107,88	1388,45
19	ВЭУ	54,0584	-3,5213	-22,00	-667,22	1887,67
20	ВЭУ	54,0629	-3,5299	-22,11	-1226,43	2388,82
21	ВЭУ	54,0673	-3,5384	-22,44	-1784,43	2890,02
22	ВЭУ	54,0244	-3,4750	-20,11	2333,70	-1914,62
23	ВЭУ	54,0289	-3,4836	-20,12	1774,78	-1415,70
24	ВЭУ	54,0333	-3,4922	-21,00	1216,00	-914,87
25	ВЭУ	54,0378	-3,5008	-21,12	657,33	-413,96
26	ВЭУ	54,0423	-3,5094	-21,21	98,79	87,01

№	Тип узла	Координаты, град.		Глубина, м	Координаты UTM	
		Широта	Долгота		х, м	у, м
27	ВЭУ	54,0467	-3,5179	-22,00	-459,64	586,19
28	ВЭУ	54,0512	-3,5265	-22,00	-1019,03	1087,31
29	ВЭУ	54,0556	-3,5351	-22,98	-1577,22	1586,63
30	ВЭУ	54,0601	-3,5437	-23,00	-2136,37	2087,88
31	ВЭУ	54,0216	-3,4889	-21,00	1424,25	-2216,26
32	ВЭУ	54,0261	-3,4975	-21,00	865,41	-1715,38
33	ВЭУ	54,0306	-3,5061	-21,00	305,59	-1214,43
34	ВЭУ	54,0350	-3,5146	-22,00	-253,02	-715,27
35	ВЭУ	54,0395	-3,5232	-22,00	-811,50	-214,19
36	ВЭУ	54,0439	-3,5318	-22,00	-1369,88	285,11
37	ВЭУ	54,0484	-3,5404	-22,23	-1928,11	786,32
38	ВЭУ	54,0529	-3,5490	-23,00	-2487,32	1287,62
39	ВЭУ	54,0189	-3,5027	-21,00	513,59	-2517,71
40	ВЭУ	54,0233	-3,5113	-21,00	-45,19	-2016,73
41	ВЭУ	54,0278	-3,5199	-22,00	-603,85	-1515,67
42	ВЭУ	54,0323	-3,5285	-22,40	-1162,41	-1016,40
43	ВЭУ	54,0367	-3,5371	-23,00	-1720,83	-515,21
44	ВЭУ	54,0412	-3,5457	-23,00	-2280,23	-15,80
45	ВЭУ	54,0456	-3,5543	-23,10	-2838,41	485,53
46	ВЭУ	54,0161	-3,5166	-22,00	-396,08	-2817,15
47	ВЭУ	54,0206	-3,5252	-22,16	-955,91	-2317,90
48	ВЭУ	54,0250	-3,5338	-22,54	-1513,42	-1816,74
49	ВЭУ	54,0295	-3,5423	-23,00	-2071,91	-1317,36
50	ВЭУ	54,0340	-3,5509	-23,80	-2631,36	-816,05
51	ВЭУ	54,0384	-3,5595	-24,00	-3189,62	-316,54
52	МТП	54,0447	-3,5025	-21,00	547,09	354,55

Таблица Б.4 – Координаты мест размещения ВЭУ и МТП МВЭС «Sheringham Shoal»

№	Тип узла	Координаты, град.		Глубина, м	Координаты UTM	
		Широта	Долгота		х, м	у, м
1	ВЭУ	53,173	1,080	-14,50	-4370,85	4282,25
2	ВЭУ	53,166	1,085	-16,00	-4075,03	3465,49
3	ВЭУ	53,159	1,090	-16,00	-3779,10	2648,76
4	ВЭУ	53,151	1,095	-17,97	-3483,01	1833,89
5	ВЭУ	53,144	1,099	-19,00	-3187,98	1017,22
6	ВЭУ	53,137	1,104	-19,14	-2891,72	200,55
7	ВЭУ	53,129	1,109	-19,00	-2596,42	-614,22
8	ВЭУ	53,122	1,114	-19,00	-2301,06	-1430,83
9	ВЭУ	53,171	1,091	-15,08	-3703,03	3995,39
10	ВЭУ	53,163	1,095	-15,81	-3408,14	3180,56
11	ВЭУ	53,156	1,100	-17,55	-3112,08	2363,87
12	ВЭУ	53,149	1,105	-19,09	-2816,97	1549,07
13	ВЭУ	53,142	1,110	-20,00	-2520,69	732,42
14	ВЭУ	53,134	1,114	-19,69	-2224,30	-84,21
15	ВЭУ	53,127	1,119	-19,86	-1928,86	-898,94
16	ВЭУ	53,120	1,124	-19,97	-1633,37	-1715,50
17	ВЭУ	53,168	1,101	-15,00	-3036,14	3712,36
18	ВЭУ	53,161	1,105	-15,59	-2741,17	2895,72
19	ВЭУ	53,154	1,110	-17,60	-2444,98	2079,07
20	ВЭУ	53,146	1,115	-19,13	-2148,67	1262,44
21	ВЭУ	53,139	1,120	-20,00	-1853,32	447,71
22	ВЭУ	53,132	1,124	-20,00	-1557,92	-368,85
23	ВЭУ	53,125	1,129	-19,88	-1262,35	-1183,53
24	ВЭУ	53,117	1,134	-19,79	-966,72	-2000,05
25	ВЭУ	53,166	1,111	-15,00	-2369,28	3425,72
26	ВЭУ	53,159	1,115	-15,99	-2073,06	2609,09
27	ВЭУ	53,151	1,120	-16,69	-1777,80	1794,37
28	ВЭУ	53,144	1,125	-18,43	-1482,48	977,81
29	ВЭУ	53,137	1,130	-18,96	-1185,88	163,10
30	ВЭУ	53,130	1,134	-18,94	-890,34	-653,42
31	ВЭУ	53,122	1,139	-19,72	-594,69	-1469,91
32	ВЭУ	53,115	1,144	-20,24	-298,93	-2286,39
33	ВЭУ	53,163	1,121	-16,11	-1702,29	3141,03
34	ВЭУ	53,156	1,126	-16,28	-1405,94	2324,44
35	ВЭУ	53,149	1,130	-17,57	-1110,55	1509,76
36	ВЭУ	53,142	1,135	-18,00	-815,09	693,25
37	ВЭУ	53,134	1,140	-19,49	-519,53	-123,25
38	ВЭУ	53,127	1,144	-21,00	-223,85	-939,72
39	ВЭУ	53,120	1,149	-20,93	71,98	-1754,32
40	ВЭУ	53,113	1,154	-21,00	367,87	-2570,75
41	ВЭУ	53,161	1,131	-17,21	-1035,23	2856,43
42	ВЭУ	53,154	1,136	-18,00	-738,74	2039,88
43	ВЭУ	53,146	1,140	-18,00	-443,26	1223,39
44	ВЭУ	53,139	1,145	-18,03	-147,63	408,78
45	ВЭУ	53,132	1,150	-18,59	148,07	-407,67
46	ВЭУ	53,125	1,155	-20,80	443,88	-1224,10
47	ВЭУ	53,117	1,159	-20,92	739,79	-2040,51

№	Тип узла	Координаты, град.		Глубина, м	Координаты UTM	
		Широта	Долгота		х, м	у, м
48	ВЭУ	53,110	1,164	-20,53	1034,75	-2855,02
49	ВЭУ	53,159	1,141	-17,95	-368,14	2570,07
50	ВЭУ	53,151	1,146	-18,38	-72,58	1755,45
51	ВЭУ	53,144	1,150	-19,00	224,14	938,97
52	ВЭУ	53,137	1,155	-18,90	518,75	122,58
53	ВЭУ	53,130	1,160	-18,57	814,58	-693,83
54	ВЭУ	53,122	1,165	-19,00	1110,57	-1508,36
55	ВЭУ	53,115	1,169	-20,00	1406,61	-2324,73
56	ВЭУ	53,108	1,174	-20,00	1701,66	-3141,05
57	ВЭУ	53,156	1,151	-18,70	299,08	2285,65
58	ВЭУ	53,149	1,156	-19,13	594,72	1469,23
59	ВЭУ	53,142	1,161	-20,00	890,51	654,68
60	ВЭУ	53,134	1,165	-19,28	1186,37	-161,71
61	ВЭУ	53,127	1,170	-18,00	1482,33	-978,07
62	ВЭУ	53,120	1,175	-18,18	1777,28	-1794,38
63	ВЭУ	53,113	1,179	-18,83	2073,47	-2610,71
64	ВЭУ	53,105	1,184	-19,19	2369,76	-3427,01
65	ВЭУ	53,154	1,161	-18,29	966,38	2001,34
66	ВЭУ	53,147	1,166	-18,92	1262,15	1184,96
67	ВЭУ	53,139	1,171	-19,52	1558,02	368,59
68	ВЭУ	53,132	1,175	-18,58	1854,01	-447,75
69	ВЭУ	53,125	1,180	-17,29	2148,99	-1264,04
70	ВЭУ	53,117	1,185	-17,00	2445,24	-2078,48
71	ВЭУ	53,110	1,189	-18,23	2740,44	-2894,73
72	ВЭУ	53,103	1,194	-20,00	3036,86	-3710,99
73	ВЭУ	53,151	1,171	-17,54	1633,70	1715,26
74	ВЭУ	53,144	1,176	-18,00	1929,60	898,92
75	ВЭУ	53,137	1,181	-18,00	2224,55	84,49
76	ВЭУ	53,130	1,185	-18,58	2520,66	-731,81
77	ВЭУ	53,122	1,190	-18,10	2816,89	-1548,09
78	ВЭУ	53,115	1,195	-17,55	3112,12	-2364,32
79	ВЭУ	53,108	1,200	-17,20	3407,45	-3180,52
80	ВЭУ	53,101	1,204	-19,54	3702,89	-3996,71
81	ВЭУ	53,149	1,181	-17,70	2300,04	1431,16
82	ВЭУ	53,142	1,186	-18,00	2596,07	614,86
83	ВЭУ	53,134	1,191	-19,00	2892,21	-201,41
84	ВЭУ	53,127	1,195	-19,00	3187,35	-1017,64
85	ВЭУ	53,120	1,200	-18,83	3483,71	-1833,87
86	ВЭУ	53,113	1,205	-18,30	3779,06	-2650,05
87	ВЭУ	53,105	1,210	-17,13	4074,53	-3466,22
88	ВЭУ	53,098	1,214	-19,39	4370,10	-4282,36
89	МТП	53,144	1,121	-19,31	-1770,92	994,65
90	МТП	53,127	1,176	-17,43	1872,39	-1039,96

ПРИЛОЖЕНИЕ В. Акты о внедрении результатов диссертационной работы



ООО "ВДМ-ТЕХНИКА"

Общество с ограниченной ответственностью «ВДМ-техника»
 ИНН 7707825048, КПП 772501001, ОГРН 1147746081383, ОКПО 27572084, ОКВЭД 72.19, 27.11.
 Адрес: Российская Федерация, 115093, Москва г., Павловская ул., дом 27, строение 3, офис 206
 Р/сч 40702810000000019133 в ПАО "Промсвязьбанк", г. Москва, к/сч 30101810400000000555, БИК 044525555.
 Тел.факс: +7 (495) 626-4901. E-mail: vdm-tech@mail.ru. Skype: vdm-tech. http://vdm-tech.ru/

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ООО «ВДМ-техника»

В.Г. Масолов

2021 г.



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы

Давыдова Дениса Юрьевича

«Повышение эффективности ветроэлектростанций морского базирования путем оптимизации компоновки энергетического оборудования»

Настоящим актом удостоверяется, что материалы диссертационной работы Давыдова Д.Ю. «Повышение эффективности ветроэлектростанций морского базирования путем оптимизации компоновки энергетического оборудования» использовались ООО «ВДМ-техника» при выполнении гранта № 075-11-2018-181 от 26.09.2017 «Разработка комбинированного накопителя энергии на основе аккумуляторных и суперконденсаторных модулей для локальных систем электроснабжения с ВИЭ» в рамках реализации ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы».

Результаты диссертационной работы Давыдова Д.Ю. использовались при разработке, проектировании и изготовлении испытательного стенда-полигона локальной системы электроснабжения на основе установок возобновляемой энергетики.

Гл. инженер ООО «ВДМ-техника»

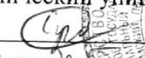
С.Я. Бергер



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по науке и трансферу технологий
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»

 Л.Г. Сухих
« 01 »  2021 г.



АКТ

использования результатов диссертационной работы
Давыдова Дениса Юрьевича
в учебном процессе Томского политехнического университета

Настоящим актом удостоверяется, что материалы диссертационной работы Давыдова Д.Ю. «Повышение эффективности ветроэлектростанций морского базирования путем оптимизации компоновки энергетического оборудования» по специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» применяются в учебном процессе Инженерной школы энергетики НИ ТПУ при подготовке магистров по направлению 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника, по образовательной программе «Электроснабжение и альтернативная энергетика» при изучении дисциплин «Интеллектуальные системы электроснабжения с возобновляемыми энергоисточниками» и «Интегрирование в системы электроснабжения установок возобновляемой энергетики».

Директор ИШЭ, к.т.н., доцент



А.С. Матвеев

И.о. заведующего кафедрой
руководителя ОЭЭ на правах кафедры



А.С. Ивашутенко