

Отчет о технико-экономическом обосновании
проектов строительства ветровой электростанции
мощностью 500 МВт и хранилища энергии
емкостью 300 МВтч в г. Караганда, Казахстан

Китайская группа по строительству энергетики,
Гуандунский институт проектирования
электроэнергетики, сентябрь 2025 г., Гуанчжоу

Содержание

1	ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ.....	6
1.1	ОБЗОР	6
1.2	ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ	8
1.3	ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ.....	10
1.4	ВЫБОР ТУРБИН, ПЛАНИРОВКА И РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ГЕНЕРАЦИИ	12
1.5	ЭЛЕКТРОТЕХНИКА.....	12
1.6	ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ	14
1.7	ГРАЖДАНСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО	15
1.8	ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА.....	16
1.9	ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ.....	19
1.10	ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОХРАНА ПОЧВ И ВОДНЫХ РЕСУРСОВ.....	19
1.11	БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА И ГИГИЕНА ТРУДА.....	19
1.12	ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ	19
1.13	БЮДЖЕТ ПРОЕКТА	20
1.14	ФИНАНСОВАЯ ОЦЕНКА И АНАЛИЗ СОЦИАЛЬНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ.....	20
1.15	ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАБОТЕ.....	21
2	ВЕТРОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ	23
2.1	РЕГИОНАЛЬНЫЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ	23
2.2	АНАЛИЗ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА ПЛОЩАДКЕ ВЕТРОПАРКА	25
2.2.5	ЭКСТРЕМАЛЬНЫЕ ПОГОДНЫЕ ЯВЛЕНИЯ.....	29
2.2.6	КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ О ВЕТРОВЫХ УСЛОВИЯХ НА ЭТАЛОННОЙ МЕТЕОСТАНЦИИ	30
2.3	ОБЗОР ВЕТРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ БАШЕН НА ВЕТРОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	31
2.4	АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ВЕТРОВЫХ УСЛОВИЙ НА ВЕТРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ВЫШКАХ	35
2.5	ДОЛГОСРОЧНАЯ КОРРЕКТИРОВКА ДАННЫХ С ВЕТРОВЫХ БАШЕН.....	59
2.6	АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗА РЕПРЕЗЕНТАТИВНЫЙ ГОД.....	64
2.7	ПЕРИОДИЧНОСТЬ СКОРОСТЬ ВЕТРА	85
2.8	КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ВЕТРОПАРКА	88

3	ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ.....	90
3.1	ФИЗИЧЕСКИЕ И ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	90
3.2	СТАНДАРТНАЯ ГЛУБИНА ПРОМЕРЗАНИЯ ГРУНТА (М).....	92
3.3	СЕЙСМИЧНОСТЬ	92
3.4	ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ	94
3.5	ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	94
3.6	ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ	95
3.7	ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОЧВЫ, КОРРОЗИОННАЯ АГРЕССИВНОСТЬ	97
3.8	ИЗМЕРЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОЧВ	98
3.9	ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	100
4	ОБЪЕМ И МАСШТАБ ПРОЕКТА	102
4.1	ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	102
4.2	ОБЗОР ПРОЕКТА	103
4.3	ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	103
4.4	НЕОБХОДИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	112
4.5	МАСШТАБ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ЕЕ МЕСТО И РОЛЬ В СИСТЕМЕ	113
4.6	ПЛАН ПОДКЛЮЧЕНИЯ К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	114
5.	ВЫБОР ТУРБИН, РАСПОЛОЖЕНИЕ И РАСЧЕТ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	115
5.1	ВЫБОР ВЕТРОВОЙ ТУРБИНЫ.....	115
5.2	ОБЩАЯ КОМПОНОВКА ВЕТРОВЫХ ТУРБИН	121
5.3	РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЕТРОПАРКА	133
6	ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	143
6.1	ОСНОВНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ	143
6.2	ВТОРИЧНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ	157
6.3	АВТОМАТИЗАЦИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ	176
6.4	СИСТЕМНАЯ СВЯЗЬ	205
6.5	ЛИНИЯ СБОРА	214
6.6	СИСТЕМА НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ.....	240
7.	МОДЕРНИЗАЦИЯ ЛИНИИ ПЕРЕДАЧИ И ПОДСТАНЦИИ НА ПРОТИВОПОЛОЖНОЙ СТОРОНЕ.	

.....	299
7.1 ПРОЕКТ, МАСШТАБ И ОБЪЕМ РАБОТ	299
7.2 СОСТОЯНИЕ ВХОДЯЩЕЙ И ИСХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ	299
7.3 СХЕМА МАРШРУТА	303
7.4.1 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ МАРШРУТИЗАЦИИ	309
7.5 ПРОЕКТНАЯ РАЗРАБОТКА ЛИНИИ	313
8. СИСТЕМА ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ	333
8.1 ОБЪЕМ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ	333
8.2 СИСТЕМА ПОЖАРНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ И УСТАНОВКА ПЕРЕНОСНЫХ ОГНЕТУШИТЕЛЕЙ В ЗДАНИЯХ И СООРУЖЕНИЙ	335
8.3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ	340
8.4 ОГНЕЗАЩИТА КАБЕЛЕЙ	341
8.5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ЭНЕРГИИ	342
9 VIVIL ENGINEERING.....	345
9.1 ИНЖЕНЕРНЫЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	345
9.2 ПРОЕКТНЫЕ РАБОТЫ В ОБЛАСТИ ГРАЖДАНСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ, СВЯЗАННОГО С ВЕТРОГЕНЕРАТОРАМИ ...	345
9.3 ОБЩЕЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕТРОПАРКА	355
9.4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ.....	363
9.6 Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.....	380
10 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА	388
10.1 УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА.....	388
10.2 ОБЩАЯ ПЛАНИРОВКА СТРОИТЕЛЬСТВА	390
10.3 ТРАНСПОРТНЫЕ СРЕДСТВА НА СТРОИТЕЛЬСТВЕ	396
10.4 ПРИОБРЕТЕНИЕ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ДЛЯ ПРОЕКТА	397
10.5 СТРОИТЕЛЬСТВО ОСНОВНЫХ ОБЪЕКТОВ	400
10.6 ОБЩИЙ ГРАФИК СТРОИТЕЛЬСТВА	410
10.7 ОСНОВНАЯ СТРОИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА	413
10.8 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УПРАВЛЕНИЮ СТРОИТЕЛЬСТВОМ	414
11 ПРОЕКТИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ИНЖЕНЕРНЫМИ РАБОТАМИ	416
11.1 ОРГАНИЗАЦИЯ ИНЖЕНЕРНОГО МЕНЕДЖМЕНТА	416

11.2	ОБЪЕМ РАБОТ ПО УПРАВЛЕНИЮ ПРОЕКТОМ	418
12	ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И СОХРАНЕНИЕ ПОЧВ И ВОДНЫХ РЕСУРСОВ	419
12.1	ОТДЕЛ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	419
12.2	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	428
12.3	ОХРАНА ПОЧВ И ВОДНЫХ РЕСУРСОВ	445
12.4	ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКИМ ВОПРОСАМ	452
13	БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ ГИГИЕНА	454
13.1	ОСНОВАНИЯ, ЗАДАЧИ И ЦЕЛИ	454
13.2	ОБЗОР ПРОЕКТА И ОБЩАЯ СХЕМА	456
13.3	АНАЛИЗ РИСКОВ ДЛЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ЗДОРОВЬЯ В РАМКАХ ПРОЕКТА	457
13.4	МЕРЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА И ГИГИЕНЫ ТРУДА	458
13.5	УПРАВЛЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТЬЮ И ОХРАНОЙ ТРУДА НА ВЕТРОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	470
13.6	СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ РАБОТ	473
13.7	ОБЪЕМЫ СПЕЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ, ИНВЕСТИЦИОННЫЙ БЮДЖЕТ И ПЛАН РЕАЛИЗАЦИИ ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ГИГИЕНЕ ТРУДА 478	
13.8	ОЦЕНКА ОЖИДАЕМОГО ЭФФЕКТА	480
14	ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И СОКРАЩЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ	481
14.1	ОБЗОР ПРОЕКТА	481
14.2	РУКОВОДЯЩИЕ ПРИНЦИПЫ И ОСНОВА ДЛЯ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О РАБОТЕ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	482
14.3	АНАЛИЗ ВИДОВ И ОБЪЕМОВ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ	485
14.4	ОСНОВНЫЕ МЕРЫ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И СОКРАЩЕНИЮ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ	491
14.5	ЗАКЛЮЧЕНИЕ И РЕКОМЕНДАЦИИ	499
15	СМЕТА ПРОЕКТА.....	Ошибка! Не определена закладка.
15.1	ОБЗОР ПРОЕКТА.....	Ошибка! Не определена закладка.
15.2	ХАРАКТЕРИСТИКИ И ОБЪЕМЫ ОСНОВНЫХ СИСТЕМ	Ошибка! Не определена закладка.
15.3	ПРИНЦИП И ОСНОВАНИЯ ПОДГОТОВКИ	Ошибка! Не определена закладка.

15.4	НОРМАТИВНАЯ СЕБЕСТОИМОСТЬ.....	Ошибка! Не определена закладка.
15.5	ИНВЕСТИЦИИ В ПРОЕКТ	Ошибка! Не определена закладка.

1 Общее описание « »

1.1 Обзор

В последние годы Казахстан (далее — Казахстан) неуклонно наращивает усилия по развитию возобновляемой энергетики. В 2013 году тогдашний президент Назарбаев подписал указ о переходе к «зеленой» экономике и предложил создание «Казахстан 2050» . Развивать возобновляемые источники энергии, активно использовать технологии солнечной и ветровой энергетики, и доля выработки электроэнергии из возобновляемых источников достигнет определенного уровня к 2030 году. Цель состоит в том, чтобы к 2020 году достичь 15%, а к 2050 году — 50%. Для ускорения развития проектов в области возобновляемой энергетики Министерство энергетики Казахстана пригласило к участию в крупномасштабных инвестициях авторитетных международных инвесторов (французскую компанию Total, саудовскую ACWA, Masdar из ОАЭ, Государственную корпорацию по инвестициям в энергетику и Китайскую корпорацию энергетического инжиниринга). Ведутся переговоры о развитии проектов в области фотоэлектрической и ветровой энергетики.

Казахстан является ключевой страной для зарубежных инвестиций в новую энергетику для China Energy Engineering Group. Ранее компания China Energy Engineering Overseas Investment Co., Ltd. (панее известная как Hai Tou Company) провела несколько исследовательских и ознакомительных поездок в страну и провела переговоры на высоком уровне с соответствующими государственными органами Казахстана с целью проведения тендера на разработку проекта ветровой электростанции мощностью 500 МВт и системы накопления энергии емкостью 300 МВтч в Караганде, Казахстан.

Проект возглавляет компания Haitou, которая будет отвечать за строительство и эксплуатацию. Первоначальные проекты отчета о подключении к системе и отчета об оценке воздействия на окружающую среду уже готовы. Также ожидается подписание 25-летнего соглашения о покупке электроэнергии (PPA) с казахстанской энергосистемной компанией.

1.1.1 Обзор географического положения

Предлагаемый ветропарк и система накопления энергии будут расположены в Осакарове, Карагандинской области, Республика Казахстан.

Проект находится примерно в 150 километрах к юго-востоку от Астаны, столицы Казахстана, в Карагандинской области.

Темиртауский район. Проект имеет один участок, расположенный вдоль национальной автомагистрали М36, с удобным транспортным сообщением.



Рисунок 1.1-1 Карта географического расположения ветропарка

1.1.2 Основа для составления

На основе соответствующих исходных данных и в соответствии с требованиями соответствующей проектной документации должен быть подготовлен отчет о технико-экономическом обосновании данного проекта.

Основные источники информации включают:

- 1) Отчет о геологоразведочных работах (предварительная разведка)
- 2) Отчет о подключении к системе (версия для подачи)
- 3) Топографическая карта в масштабе 1:2000
- 4) Действующие технические нормы и стандарты, изданные национальными, отраслевыми и соответствующими министерствами и комиссиями Китая, а также местные казахстанские нормы:

По результатам предварительного исследования, в настоящее время в Казахстане отсутствуют соответствующие нормативные документы

в Казахстане по проектированию площадок для ветровых электростанций; поэтому данное технико-экономическое обоснование не охватывает территорию площадки. В настоящее время проектирование основано на китайских стандартах. Будут проведены дальнейшие исследования и сбор данных для сравнения различий между соответствующими казахстанскими и китайскими стандартами, и будут внесены корректировки с учетом местных условий. Проект был усовершенствован в соответствии с фактическими условиями и соответствующими стандартами. Проектирование подстанции и линий электропередачи в основном основывалось на сочетании китайских и казахстанских стандартов.

1.1.3 Проектная мощность, срок строительства и ввод в эксплуатацию Проект ветроэлектростанции мощностью 500 МВт и системы накопления энергии емкостью 300 МВт·ч в Караганде (Казахстан) имеет запланированную общую установленную мощность 500 МВт и включает систему накопления энергии мощностью 150 МВт/300 МВт·ч. Объем работ на данном этапе подготовки отчета о технико-экономическом обосновании включает: проектирование ветропарка, оценку ветроэнергетических ресурсов, проектирование дорог, проектирование линий сбора энергии на площадке, проектирование подстанции, проектирование системы накопления энергии, линии электропередачи и проект реконструкции противоположной подстанции и т. д.

План проекта: Предварительные подготовительные работы планируется провести с января по июнь 2027 года, а официальное начало строительства — в июле 2027 года. При условии, что ввод в полную эксплуатацию запланирован на июнь 2029 года, общий срок строительства составляет 24 месяца.

1.2 ные ресурсы ветровой энергии

На основе собранных данных измерений ветра и статистического анализа характеристик ветровых ресурсов на предполагаемой высоте опоры получены следующие результаты:

(1) Проектная группа собрала данные с трех ветровых измерительных башен, установленных вокруг ветропарка, с номерами 617970#, 617945# и 719#. Периоды измерения ветра были несогласованными, и ни один из них не длился полный год. Согласно анализу выбора репрезентативного года и обработке данных, период с 16 ноября 2024 года по 15 ноября 2025 года выбран в качестве полного года

для анализа. После дополнения данных, регрессии и коррекции данные с ветровых башен 617970# и 617945# были интерполированы с использованием данных с лазерного радара 719#. После межбашенной интерполяции коэффициент полноты данных трех устройств измерения ветра составил 67,78%, что по-прежнему не соответствует требованию спецификации о полноте более 90%. Поэтому данные трех устройств измерения ветра были дополнительно интерполированы с использованием данных повторного анализа ERA5. После интерполяции коэффициент эффективности полноты данных по измерению ветра в течение периода измерения для 617970#, 617945# и 719# составил 100%, что соответствует требованиям «Технической спецификации по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018).

(2) При предлагаемой высоте оси ротора 110 м средние скорости ветра на ветровых измерительных башнях 617970#, 617945# и 719# составили 9,29 м/с, 9,38 м/с и 9,24 м/с соответственно, а средняя плотность ветровой мощности — 868,2 Вт/м², 842,1 Вт/м² и 821,9 Вт/м² соответственно. Согласно классификационным стандартам «Технической спецификации по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018), уровень ветроэнергетических ресурсов данной ветровой электростанции составляет 5–6, что указывает на очень богатые ветроэнергетические ресурсы, имеющие значительную ценность для развития.

(3) На высоте 120 м годовое направление ветра на метеорологической вышке № 617970 в основном сосредоточено в направлении ЗЮЗ, при этом основное направление ветровой энергии в целом совпадает с распределением направлений ветра и в основном сосредоточено в направлениях ЗЮЗ и ЮЗ. На высоте 120 м годовое направление ветра на ветровой вышке № 617945 в основном сосредоточено в направлении ЗЮЗ, при этом основное направление ветровой энергии в основном совпадает с распределением направлений ветра, сосредоточенным в направлении ЗЮЗ. На высоте 120 м годовое направление ветра на ветровой вышке № 719 в основном сосредоточено в направлении ЗЮЗ, при этом основное направление ветровой энергии в целом совпадает с распределением направлений ветра, сосредоточенным

в направлениях ЗЮЗ и ЮЗ.

(4) С учетом оценки экстремальной скорости ветра для данной ветровой электростанции, 10-минутная средняя максимальная скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет вблизи высоты вала превышает 42,5 м/с, что требует выбора ветрогенераторов класса I по IEC или выше.

(5) На ветроизмерительной башне № 617970 на высоте свыше 50 м репрезентативная интенсивность турбулентности в диапазоне скоростей ветра 15 м/с составляет менее 0,14, что относится к слабой интенсивности турбулентности. На ветроизмерительной башне № 617945 на высоте свыше 50 м репрезентативная интенсивность турбулентности в диапазоне скоростей ветра 15 м/с составляет менее 0,12, что относится к слабой интенсивности турбулентности. На ветровой вышке № 719 на высоте от 40 до 140 м репрезентативная интенсивность турбулентности в диапазоне скоростей ветра 15 м/с составляет менее 0,12, что относится к слабой интенсивности турбулентности. Согласно «Техническим спецификациям по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018), следует выбирать ветрогенераторы класса IEC-C или выше либо класса IEC-S.

(6) Поскольку период измерений на трех устройствах для измерения ветра составил менее одного года, в выводах по оценке ветроэнергетических ресурсов, полученных с использованием данных ERA5, интерполированных на полный год, присутствует некоторая неопределенность. Рекомендуются продолжить сбор данных о ветре с трех устройств для измерения ветра и повторно оценить ветроэнергетические ресурсы на участке после того, как период измерений достигнет одного года.

1.3 Инженер-геолог

1) В административном плане обследование участок
принадлежит к Осакорскому Осакорскому району
Карагандинской области, в окрестностях села Сарыозёк.

2) В пределах района исследования развиты четвертичные отложения, представленные глиной твердой консистенции и кварцево-гравийно-галечной почвой.

3) По результатам инженерно-геологических изысканий на участке было пробурено 9 скважин

глубиной 15 м, грунтовые воды в пределах глубины бурения не вскрыты. Полученные данные указывают на то, что уровень сезонно стабильных грунтовых вод на исследуемом участке находится глубже 15 м, поэтому территория в целом относится к зоне с низким потенциалом затопления при современных гидрогеологических условиях.

4) Почвы несоленые, содержание легкорастворимых солей (сухой остаток) составляет 0,0470–0,264 %.

5) Почвы с содержанием сульфатов 200–1180 мг/кг.

6) Почвы с содержанием хлоридов 30–630 мг/кг.

7) Фильтрационные свойства грунтов приведены по данным лабораторных испытаний. Коэффициент фильтрации для глины (IGE-1) — 0,0035 м/сутки.

8) Почвы обладают **«ВЫСОКОЙ»** коррозионной агрессивностью по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабелей «Высокая» коррозионная агрессивность по отношению к углеродистой и нержавеющей стали. Участок согласно СП РК 2.03-30-2017 по карте сейсмического зонирования OSZ-2475 расположен в зоне сейсмической опасности 5 (пять) баллов, по карте сейсмического зонирования OSZ-22475 расположен в зоне сейсмической опасности 5 (пять) баллов.

9) Результаты динамического зондирования показывают anomalно высокое сопротивление грунта. Было установлено, что данное отклонение вызвано наличием слоя гипса с вкраплениями кварцевого гравия и валунов. Влияние данного литологического состава привело к значительной завышенной оценке прочностных и деформационных характеристик грунта.

10) При проектировании следует предусмотреть:

а. Фундаменты и основания

а.1. В пределах участка развиты твердые глины (IGE-1) и кварцево-гравийно-галечный грунт (IGE-2).

а.2. При проектировании фундаментов следует учитывать различия в несущей способности и деформационных свойствах грунтов: глины имеют низкий коэффициент фильтрации

(0,0035 м/сутки) и могут иметь неравномерную осадку, в то время как гравийно-галечные отложения обладают высокой прочностью и низкой водопроницаемостью.

б. Коррозионная агрессивность грунтов.

б.1. Грунты обладают высокой коррозионной агрессивностью по отношению к свинцовым и алюминиевым оболочкам кабелей, а также к углеродистой и низколегированной стали.

б.2. При проектировании и строительстве подземных сооружений, кабельных трасс и фундаментов необходимо предусматривать меры по защите от коррозии (использование сульфатостойкого цемента, защитных покрытий и изоляции, катодная защита)

с. Возможность затопления и дренаж

с.1. Грунтовые воды в пределах глубины бурения (15 м) не вскрывались. Территория относится к зоне с низким потенциалом затопления.

с.2. Однако в впадинах возможны локальные проявления поверхностных и грунтово-капиллярных вод. Рекомендуется предусмотреть систему поверхностного дренажа.

1.4 Выбор турбин, их расположение и расчет мощности ()

Планируемая мощность данного этапа составляет 500 МВт, с размещением 63 единиц ветротурбин мощностью 8,0 МВт (окончательная модель турбины будет определена на основе тендера на поставку оборудования). В соответствии с установленными принципами расположения турбин с использованием программного обеспечения WindSim рассчитываются фактическая годовая выработка электроэнергии и годовые часы использования ветропарка. Теоретическая годовая выработка электроэнергии турбин ветропарка составляет 2 562 126 МВт·ч, мощность, подключенная к сети по Р75, — 1 846 049 МВт·ч, а годовой эквивалент часов полной нагрузки — 3 663 часа.

1.5 Электрические

Уровни напряжения и частота национальной электросети Казахстана идентичны показателям в Китае.

Основное подключение ветропарка к электросети

Конфигурация ветровых турбин и коробчатых подстанций предусматривает схему подключения «одна турбина — одна подстанция».

Сборные линии

На высоковольтной стороне 35 кВ всех коробчатых подстанций используется параллельная схема соединения. С учетом таких факторов, как расположение ветрогенераторов и подстанций, рельеф местности и трассировка сборных линий 35 кВ, на данном этапе весь ветропарк разделен на 16 сборных линий. Каждая сборная линия состоит из 3–4 ветрогенераторов, всего 63 агрегата «ветрогенератор-подстанция» разделены на 16 групп. Максимальная пропускная способность одной сборной линии составляет 32 МВт.

2) Основная электрическая система

Общая установленная мощность проекта составляет 500 МВт. Напряжение ветровых турбин повышается до 35 кВ с помощью трансформаторов коробчатого типа и передается на подстанцию 220 кВ по сборочным линиям 35 кВ. После вторичного повышения напряжения до 220 кВ на ветропарке электроэнергия подключается к стороне 220 кВ подстанции «Нура» 500 кВ.

Данный проект предусматривает строительство новой подстанции 220 кВ, установку двух новых главных трансформаторов мощностью 360 МВА и соответствующего распределительного оборудования. Коммутационное оборудование 220 кВ на подстанции выполнено в конфигурации AIS (воздушная изоляция) для наружной установки. Производственная зона в основном включает в себя распределительное устройство 220 кВ, главные трансформаторы 220 кВ, распределительное устройство 35 кВ и оборудование компенсации реактивной мощности 35 кВ. Главная электропроводка 220 кВ имеет конфигурацию с внешним мостом, в то время как главная электропроводка 35 кВ использует секционную конфигурацию с одной шиной.

Требуемая мощность распределения и хранения для данной ветряной электростанции составляет 150 МВт/300 МВт·ч.

3) Вспомогательные электрические системы и средства связи

Подстанции 220 кВ в рамках данного проекта спроектированы в соответствии с принципом «беспилотной эксплуатации с минимальным штатом». Они будут эксплуатироваться с помощью регулярных или нерегулярных обходов оперативным персоналом с использованием компьютеризированного мониторинга. Компьютеризованная система мониторинга обеспечивает централизованное координационное управление и наблюдение как за ветровыми турбинами, так и за подстанцией 220 кВ из главного диспетчерского пункта.

Главный диспетчерский пункт и релейная комната расположены в здании распределительного пункта. В главном диспетчерском пункте размещено следующее оборудование: рабочее место оператора компьютеризированной системы мониторинга ветропарка, рабочее место оператора компьютеризированной системы мониторинга подстанции, хост системы видеонаблюдения, микрокомпьютерная рабочая станция с системой защиты от ошибок и панель управления пожарной сигнализацией. В релейной комнате в основном размещено следующее оборудование: панель защиты силового трансформатора, панель измерения и управления силовым трансформатором, панель защиты линии 220 кВ, панель регистрации неисправностей, панель защиты шин 35 кВ, панель синхронизации, панель учета шлюза, панель системы постоянного тока, панель источника питания ИБП, панель устройств автоматической безопасности и панель связи дистанционного управления.

Устройства защиты и измерительно-управляющей аппаратуры для таких объектов, как линии 35 кВ, трансформаторы заземления станции, статические компенсаторы реактивной мощности (СКРМ) и трансформаторы напряжения (ТН), установлены на соответствующих объектах.

1.6 Проектирование противопожарной защиты

Пожаротушение на ветровых турбинах в основном опирается на самопомощь, дополняемую внешней помощью. Производитель ветровой турбины конфигурирует соответствующее противопожарное оборудование в соответствии со спецификациями для удовлетворения требований.

Подстанция оснащена системой наружных пожарных гидрантов и мобильной системой пожаротушения. В главном трансформаторе используется система пожаротушения с сливом масла и впрыском азота. Зона хранения энергии включает систему наружных пожарных гидрантов и мобильную систему пожаротушения, в то время как

отсек для аккумуляторных батарей оснащен системой газового пожаротушения и системой водяного распыления. Каждая зона оборудована соответствующими системами автоматической пожарной сигнализации в соответствии с требованиями пожарной безопасности.

Соответствующие средства противопожарной защиты и пожаротушения должны быть установлены с учетом важности для производства и пожароопасности каждого устройства и сооружения.

1.7 Гражданское строительство и инженерные сети

1) Подстанция: Будет построена новая подстанция 220 кВ.

2) Фундамент ветрогенератора (ВГ): Фундамент для ветрогенератора (ВГ) мощностью 8000 кВт в рамках данного проекта имеет диаметр 23 м и глубину заглубления 3,9 м; для его изготовления используется бетон марки С45 и подушка из бетона марки С20.

3) Фундамент подстанции среднего напряжения (MVPS): Трансформатор контейнерного типа устанавливается внутри башни ВТГ, с использованием стальных анкерных пластин на верху пьедестала фундамента башни для сварной фиксации.

4) Основные здания: для фундаментов главных трансформаторов, распределительного оборудования и других объектов следует использовать фундаменты на естественном грунте.

5) Строительные и подъездные дороги: Расчетная скорость движения на дорогах в рамках данного проекта составляет 20 км/ч. Минимальный радиус поворота обычно принимается равным R50 м. Предельное значение принимается равным R35 м; максимальный продольный уклон главной дороги в восходящем направлении не должен превышать 8 %, а максимальный продольный уклон ответвления — 6 %. Максимальный продольный уклон участков спуска не должен превышать 12%, а максимальный продольный уклон участков спуска не должен превышать 10%; минимальный радиус вертикальной кривой должен составлять R300 м. (Транспортировка ветрогенераторов). Стандартная поперечная схема дорожного полотна: 0,5 м земляной обочины + 3,5 м проезжей части + 3,5 м проезжей части + 0,5 м земляной обочины = 8,0 м. Расширение дорожного полотна должно осуществляться в соответствии с «Нормативами по проектированию дорог для ветроэнергетических объектов» (NB/T 10209-2019), а длина переходных участков расширения должна быть следующей: коэффициент уклона

устанавливается в пределах от 1/15 до 1/10. В поперечном сечении дорожного полотна данного проекта не предусмотрено бокового уклона, а поперечный уклон дороги установлен на уровне 1,0% в соответствии с требованиями к дренажу. Односторонний уклон. Все дороги на территории проекта являются новопостроенными, их общая протяженность составляет 111 км

1.8 Организация строительства Проект

1) Строительство Водоснабжение

Для обеспечения водоснабжения как для бытовых нужд, так и для строительства в рамках данного проекта на территории объекта будет временно построена глубокая скважина в качестве источника воды.

2) Электроснабжение строительства

Электроснабжение строительства будет подключено к ближайшей линии 10 кВ в поселке. Для обеспечения электроснабжения строительства, учитывая разбросанное расположение ветрогенераторов, будут установлены два мобильных дизель-генератора мощностью 200 кВт и два — 50 кВт.

3) Покрытие беспроводной сетью

Предполагается, что на этапе строительства сигнал в зоне ветропарка будет слабым. Для покрытия зоны строительства будет установлена базовая станция.

4) Бетон для строительства

Материалы, необходимые для данного проекта, такие как песок, гравий, цемент и стальные стержни, будут закупаться на месте. Для обеспечения непрерывного бетонирования фундаментов ветровых турбин будет использоваться метод замеса бетона на месте или закупка готового бетона.

5) Приобретение земельных участков для строительства: Земельные участки, занимаемые фундаментами ветрогенераторов и постоянными наземными сооружениями, будут рассматриваться как постоянное приобретение земельных участков. Временное хранение во время строительства. Земельные участки, занимаемые строительными материалами, временным жильем для строительных рабочих, временным хранением оборудования и временным пространством, занимаемым во время подъема ветрогенераторов

подъема. Приобретение земельных участков для строительных дорог на территории ветропарка и линий сбора электроэнергии 35 кВ будет рассматриваться как временное приобретение земельных участков.

6) Установка ветрогенераторов

В ветропарке будет установлено в общей сложности 63 ветрогенератора мощностью 8 МВт, при этом площадь под подъем каждого ветрогенератора составит 4000 м².

7) График строительства

Подготовительные работы будут проводиться с января 2027 года по июнь 2027 года. Официальное начало строительства проекта запланировано на июль 2027 года, а выход на полную производственную мощность — на июнь 2029 года. Общий срок строительства составляет 24 месяца.

8) Постоянное и временное занятие земельных участков Таблица площадей, постоянно занятых проектом

Номер	измерения: м ² Проект	Площадь постоянного землепользования	Примечание
1	фундамент ветрогенератора	33327	Каждая единица ориентировочно оценивается в 529 м ²
2	насосная станция	45000	
3	всего	78327	

Таблица площадей временного землепользования для проекта

Номер	измерения: м ² проекта	Площадь временного землепользования (м ²)	Примечание
1	Место установки вентилятора	252 000	Каждая единица занимает 4000 квадратных метров
2	Осмотр и ремонт уклонов дорог	1267350	

3	место складирования отходов	50000	
4	Строительная база	12 000	
5	Общая сумма краткосрочной аренды земельных участков на 2 года	1581350	

Таблица площадей временного землепользования для долгосрочных (25 лет) проектов

Единица измерения: м²

Номер	Проект	Площадь временного землепользования (м ²)	Примечание
1	Осмотр и ремонт дорожного покрытия	543150	Исходя из ширины 4,5 м
2	Подъездная дорога	167800	Исходя из ширины 5 м
3	Прокладка кабеля	44367	Установка трансформаторной башни и повышение напряжения Прокладка кабеля в участке станции
4	Фундамент опоры воздушной линии	147825	657 опор

5	Общее количество долгосрочных договоров аренды земли сроком на 25 лет	903142	

Строительная дорога для данного проекта на этапе строительства проходит по временно арендованному земельному участку. Рекомендуется преобразовать ее в общественную дорогу на этапе эксплуатации и технического обслуживания. (Заказчик проекта). Хотя вы не обладаете правами собственности на данный участок, вам следует получить подтверждающие документы от

местных органов власти, гарантирующие приоритетное право пользования, а также следует тщательно провести восстановление растительного покрова после завершения строительства.

1.9 Управление проектированием Проектирование

Для инженерного строительства и эксплуатации ветропарка рекомендуется линейная функциональная структура. Штат сотрудников временно установлен в размере 35 человек.

1.10 Охрана окружающей среды и сохранение почв и водных ресурсов

На этапах проектирования, строительства и эксплуатации проекта должны строго выполняться меры по охране окружающей среды и сохранению почвы и водных ресурсов, предложенные в отчете об оценке воздействия на окружающую среду. Строительство проекта оказывает относительно небольшое воздействие на местную региональную экологию и соответствует соответствующим национальным нормам по охране окружающей среды.

1.11 Безопасность труда и гигиена труда

В ходе строительства необходимо создать систему ответственности за безопасность, проводить обучение и подготовку по вопросам безопасности, осуществлять проверки безопасности и проводить строительные работы в соответствии со стандартами.

Во время эксплуатации ветропарка необходимо создать и совершенствовать систему управления ветропарком.

1.12 Энергосбережение на ветроэнергетических парках

Энергосбережение и сокращение энергопотребления на ветровых электростанциях в основном сосредоточены на системном проектировании, выборе агрегатов и планировании микрорасположения, планировании дорог для ветровой электростанции, инженерных работах по преобразованию мощности и строительстве линий электропередачи.

При проектировании системы передачи электроэнергии для данной ветровой электростанции были учтены такие факторы, как масштаб строительства ветровой электростанции, региональное планирование энергосистемы и эффективное время работы ветровых турбин.

Уровень напряжения в системе передачи энергии ветровой электростанции составляет 220 кВ. Планирование микrorасположения осуществляется с упором на централизованную компоновку, минимизацию влияния турбулентности в следе и соблюдение условий транспортировки и установки ветрогенераторов, что позволяет повысить эффективность выработки электроэнергии ветровой электростанцией. Дороги для строительства и технического обслуживания планируются с учетом стоимости аренды земельных участков, а трассы дорог расширяются и выпрямляются вдоль линий каждого ветрогенератора, что позволяет значительно сократить затраты на строительство дорог, достигая цели энергосбережения и снижения потребления. Основное оборудование и коробчатые трансформаторы ветрогенераторов на ветропарке стандартизированы с точки зрения «универсальности» и «экономичности». При проектировании основного оборудования следует учитывать само оборудование и его запасные части, а также предусматривать возможность его универсального и взаимозаменяемого использования в определенных пределах и в течение определенного периода. Предпочтение отдается высокоэффективным и экономичным технологиям и оборудованию.

1.13 Проектный бюджет

Статические инвестиции в проект составляют 353 165,57 млн юаней, при этом удельная стоимость составляет 7 007,25 юаней/кВт. В том числе: 16 355,28 млн юаней на вспомогательные строительные проекты, 231 134,32 млн юаней на закупку оборудования, 42 062,29 млн юаней на монтажные работы, 37 019,41 млн юаней на строительные работы, 26 363,43 млн юаней на прочие расходы, 7 058,69 млн юаней на основные резервы на непредвиденные расходы и -19 388,86 млн юаней на экспортные льготы.

Динамические инвестиции проекта составляют 404 735,71 млн юаней, при этом удельная стоимость составляет 8 030,47 юаней/кВт. В том числе: 28 524,96 млн юаней на финансовые расходы в период строительства, 9 058,18 млн юаней на страховые взносы в ICBC и 13 987,0 млн юаней на резервный оборотный капитал.

1.14 Финансовая оценка и анализ социального эффекта

Финансовый анализ данного проекта подробно изложен в «Отчете о финансовом анализе проекта строительства ветровой электростанции мощностью 500 МВт и системы накопления энергии емкостью 300 МВт·ч в Караганде,

Казахстан», подготовленном компанией Ernst & Young (China) Enterprise Consulting Co., Ltd.

1.15 Основные выводы и рекомендации по работе на следующем этапе

Основные выводы:

1) Согласно критериям оценки NB/T31147-2018 «Технические спецификации по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов при проектировании ветровых электростанций», уровень ветроэнергетических ресурсов данной ветровой электростанции составляет 5–6, что свидетельствует о наличии очень богатых ветроэнергетических ресурсов и высокой ценности для развития.

2) На участке отсутствуют факторы, препятствующие его развитию, что делает его пригодным для застройки.

3) Планируемая мощность на данный период составляет 500 МВт, в общей сложности 63 единицы ветрогенераторов мощностью 8,0 МВт (окончательная модель турбины будет определена на основе тендера на поставку оборудования). В соответствии с установленным принципом расположения турбин с использованием программного обеспечения WindSim рассчитываются фактическая годовая выработка электроэнергии и годовые часы использования ветропарка. Теоретическая годовая выработка электроэнергии ветропарка составляет 2 562 126 МВт·ч, мощность, подключенная к сети P75, — 1 846 049 МВт·ч, а годовые эквивалентные часы полной нагрузки — 3 663 часа.

Статические инвестиции в проект составляют 353 165,57 млн юаней, при этом удельная стоимость составляет 7 007,25 юаней/кВт. Из них: 16 355,28 млн юаней на вспомогательные строительные проекты, 231 134,32 млн юаней на закупку оборудования, 42 062,29 млн юаней на монтажные работы, 37 019,41 млн юаней на строительные работы, 26 363,43 млн юаней на прочие расходы, 7 058,69 млн юаней на основные резервы на непредвиденные расходы и -19 388,86 млн юаней на экспортные льготы.

Динамические инвестиции проекта составляют 404 735,71 млн юаней, при этом удельная стоимость составляет 8 030,47 юаней/кВт. В том числе: 28 524,96 млн юаней на финансовые расходы в период строительства, 9 058,18 млн юаней на страховые взносы в ICBC и 13 987,0 млн юаней на резервный оборотный капитал.

Предложения по работе на следующем этапе:

1) При строительстве данного проекта необходимо учитывать мнения и предложения местных административных органов. Строительство данного проекта может оказать определенное воздействие на окружающую среду. Необходимо получить заключения органов по охране окружающей среды. Кроме того, ветропарк затрагивает лесные угодья и частную собственность, поэтому необходимо получить заключения административных органов и согласие землевладельцев;

2) Для обеспечения беспрепятственной реализации проекта владельцу объекта рекомендуется как можно скорее получить соответствующие документы о поддержке со стороны правительства. При проведении работ по отчуждению земельных участков необходимо осуществлять работу по коммуникации и координации при поддержке местных органов власти.

2 Ресурсы по ветроэнергетике

2.1 Региональные ресурсы по ветроэнергетическому проектированию

2.1.1 Географическое положение

Проект ветроэнергетического комплекса мощностью 500 МВт в Караганде, Казахстан, расположен в Осакаровском районе Карагандинской области Республики Казахстан, на долготе от 73° 03'28" до 73° 08'23" восточной долготы и широте от 50° 24'34" до 50° 33'52" северной широты. Площадь участка ветропарка составляет около 8 000 га, высота над уровнем моря — от 550 до 800 м. Рельеф участка горный и холмистый. В связи с относительно сложным рельефом турбины необходимо размещать на возвышенностях (например, на хребтах) для максимального использования ветровых ресурсов. Площадка соединена с национальной автомагистралью М36 гравийными проселочными дорогами, требующими проезда через железнодорожные переезды и мосты, что в основном соответствует транспортным требованиям для оборудования и материалов. Общая установленная мощность проекта составляет 500 МВт.

2.1.2 Топография и геоморфология

Осакаровский район — административный район в Карагандинской области, Казахстан. Он граничит с Нуринским и Бухар-Жырауским районами Карагандинской области, Алшарским районом Акмолинской области и Баянаульским районом Павлодарской области. Географически регион относится к Казахскому нагорью — Сары-Арке, с такими известными горами, как гора Нияз, гора Акты, гора Шокай и гора Ерементау. Местоположение ветропарка характеризуется горным и холмистым рельефом. В связи с относительно сложным рельефом, для максимального использования ветровых ресурсов турбины необходимо размещать на возвышенностях (например, на хребтах).

2.1.3 Климатические особенности

Площадка строительства расположена в Карагандинской области, где преобладает типичный континентальный климат — холодная и малоснежная зима, жаркое и сухое лето. Климатические особенности включают значительные перепады температур, сухость воздуха и скудность осадков. Годовой температурный режим характеризуется суровыми и

стабильные зимы, короткое и быстрое потепление весной и длинное жаркое лето.

Большая часть Карагандинской области имеет относительно ровный рельеф, и на этот район легко влияют воздушные массы из разных источников, создавая благоприятные условия для сильной ветровой активности. Безветренная погода в этом регионе — явление редкое, ветры отличаются высокой частотой и интенсивностью. Преобладающие направления ветра — юго-запад и юго-восток, что особенно заметно зимой; летом увеличивается частота северо-восточного ветра. Карагандинская область страдает от острой нехватки воды, при этом годовое распределение осадков неравномерно. 25–30 % годового количества осадков приходится на холодное время года, причем максимальное количество обычно наблюдается в июле, а минимальное — в феврале и марте.

Снежный покров имеет выраженное зональное распределение в пространстве: с севера на юг толщина снежного покрова, запасы воды и продолжительность лежания снега демонстрируют тенденцию к уменьшению. Среднегодовая скорость ветра составляет 8–9 м/с. В холодное время года преобладают западные и юго-западные ветры, тогда как в теплое время года сильнее западные ветры. Самый холодный месяц (январь) имеет среднюю минимальную температуру $-31,2^{\circ}\text{C}$, а самый жаркий месяц (июль) — среднюю максимальную температуру $+26,8^{\circ}\text{C}$.

2.1.4 Ветроэнергетические ресурсы

В районе ветропарка преобладают юго-западные ветры с относительно стабильным направлением. Согласно мезомасштабному атласу ветроэнергетических ресурсов, ветровые ресурсы в этом районе хорошие, со среднегодовой скоростью ветра 8–9 м/с, что указывает на значительный потенциал развития. Атлас мезомасштабных ветроэнергетических ресурсов Freemeso для ветропарка показан на рисунке 2.1-1. Атлас Freemeso — это коммерческий атлас ветроэнергетических ресурсов, в котором обычно используются численные модели, такие как WRF, для расчетов «динамического уменьшения масштаба» на основе глобальных данных, таких как ERA5, с высоким разрешением (например, 3–5 км). Этот процесс учитывает более детальные эффекты рельефа и лучше отражает «эффект ускорения», оказываемый сложным рельефом, таким как горы и холмы, на скорость ветра. Географическое расположение ветропарка показано на рисунке 2.1-2.

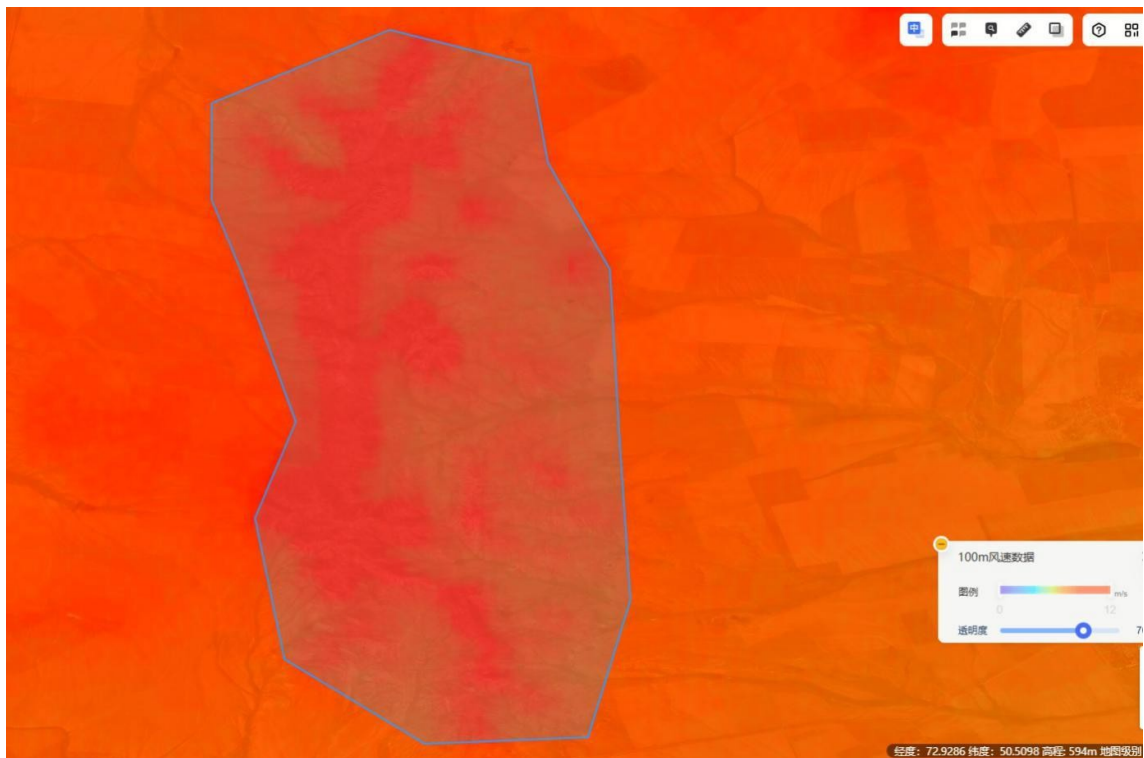


Рисунок 2.1-1 Атлас мезомасштабных ветроэнергетических ресурсов Freemeso для ветропарка

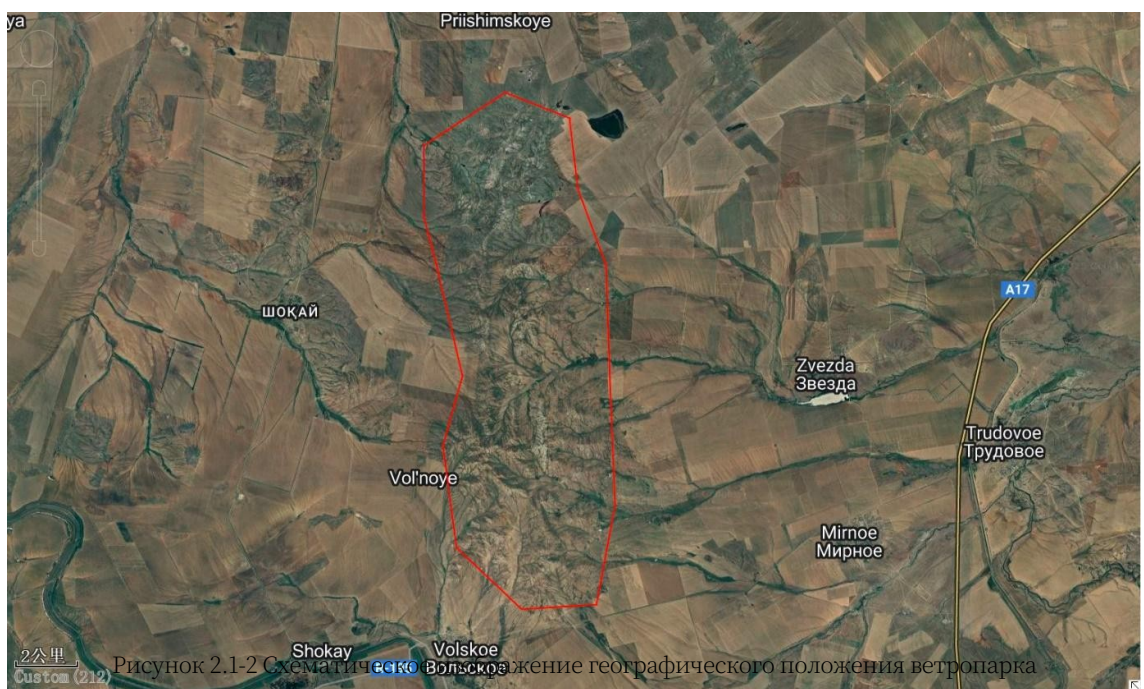


Рисунок 2.1-2 Схематическое изображение географического положения ветропарка

2.2 Анализ метеорологических данных на площадке ветропарка « »

2.2.1 Выбор эталонной метеостанции

Поскольку на данном этапе данные метеостанций, расположенных вблизи объекта, не собирались, для анализа на этом этапе используются данные реанализа ERA5 с ближайшей точки сетки (73,00° в.д., 50,50° с.ш.) за период с января 1995 года по декабрь 2024 года. ERA5 (пятое поколение данных глобального реанализа атмосферы от Европейского центра среднесрочных прогнозов погоды) представляет собой набор данных реанализа нового поколения с высоким разрешением и пространственным разрешением 0,25° × 0,25°. Благодаря интеграции данных наблюдений из различных источников с передовыми численными моделями он обеспечивает непрерывные и стабильные долгосрочные ряды данных об элементах ветроресурса за более чем 30 лет.

2.2.2 Межгодовые ветровые характеристики эталонной метеостанции

Годовые средние скорости ветра на высоте 100 м, полученные на основе мезомасштабных данных ERA5 за прошедшие годы, приведены в таблице 2.2-1, а гистограмма изменений годовой средней скорости ветра — на рисунке 2.2-1.

Таблица 2.2-1 Статистические результаты среднегодовой скорости ветра по мезомасштабным данным ERA5 (единица измерения: м/с)

Год	Средняя скорость ветра (м/с)	Год	Средняя скорость (м/с)	Год	Средняя скорость (м/с)
1995	6,83	2005	6,46	2015	7,21
1996	6,45	2006	6,54	2016	6,87
1997	7,21	2007	6,54	2017	6,75
1998	7,03	2008	6,34	2018	6,86
1999	6,82	2009	6,56	2019	6,60
2000	6,78	2010	6,84	2020	7,09
2001	7,18	2011	6,82	2021	7,08
2002	7,11	2012	6,31	2022	6,75
2003	6,92	2013	7,01	2023	6,89
2004	6,73	2014	6,98	2024	6,67
10-летний среднее	6,88	20-летний среднее	6,76	30-летний средний показатель	6,81

Примечание: Статистический период для среднегодовой скорости ветра — с января по декабрь каждого года.

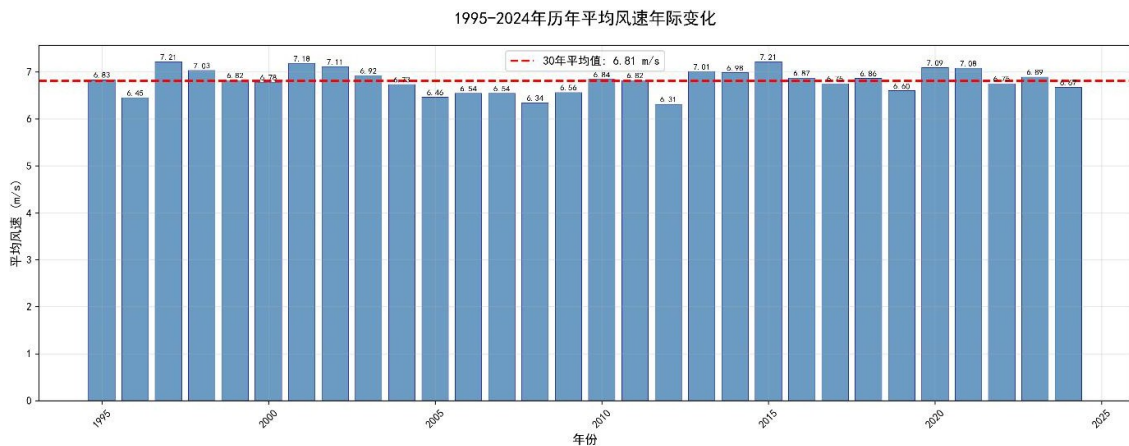


Рисунок 2.2-1 Гистограмма изменений среднегодовой скорости ветра на основе мезомасштабных ERA5

Как показано в таблице 2.2-1 и на рисунке 2.2-1, данные за 30 лет свидетельствуют о том, что среднегодовая скорость ветра в регионе в целом стабильна: многолетняя средняя скорость ветра составляет 6,81 м/с, а межгодовые колебания относительно невелики (коэффициент колебаний — 3,7 %), что указывает на хорошую стабильность ветровых ресурсов в регионе.

2.2.3 Характеристики ветра в течение года на эталонной метеостанции

Результаты статистического анализа среднемесячной скорости ветра, полученные на основе мезомасштабных данных ERA5, приведены в таблице 2.2-2, а гистограмма изменений среднемесячной скорости ветра — на рисунке 2.2-2.

Таблица 2.2-2 Статистические результаты среднемесячной скорости ветра, полученные на основе мезомасштабных

ERA5 (Единица измерения: м/с)			
Месяц	30-летний	20-летний	Год измерения
Янв	7,67	7,70	8,21
Фев	7,68	7,42	6,62
март	7,62	7,75	6,94
апример	6,86	6,68	7,26
Май	6,48	6,51	6,18
июнь	5,91	5,83	5,61
Июль	5,51	5,53	5,27
авг	5,60	5,62	6,03
сентябрь	6,05	6,02	5,69
Окт	6,86	6,69	6,01

Месяц	30-летний	20-летний	Год измерения
Ноябрь	7,47	7,49	7,43
Декабрь	8,01	7,88	7,18
Среднее	6,81	6,76	6,54
Макс.	8,01	7,88	8,21
Мин.	5,51	5,53	5,27

Примечание: Год измерения — с 16 ноября 2024 г. по 15 ноября 2025 г.

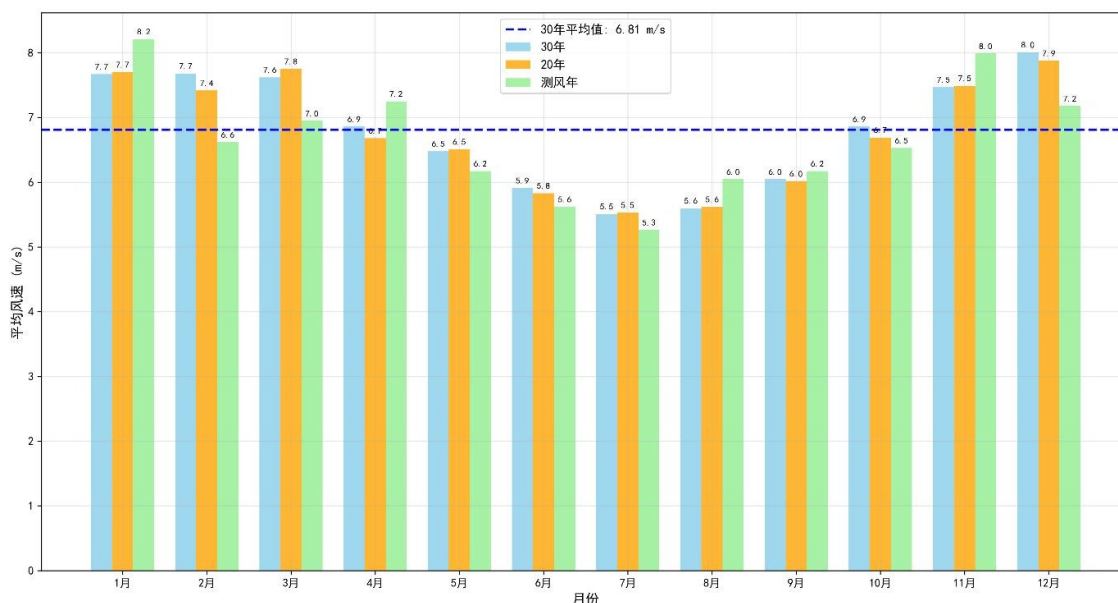


Рисунок 2.2-2 Гистограмма межгодовых изменений скорости ветра по данным мезомасштабной модели ERA5

Как показано в таблице 2.2-2 и на рисунке 2.2-2, среднегодовая месячная скорость ветра по данным мезомасштабной модели ERA5 колеблется в диапазоне от 5,51 м/с до 8,01 м/с; максимальное значение наблюдается в декабре, а минимальное — в июле. С точки зрения внутригодовых колебаний скорости ветра, мезомасштабные данные ERA5 показывают явные сезонные изменения: относительно более высокие скорости ветра зимой и весной и относительно более низкие — летом и осенью. Внутригодовые колебания скорости ветра значительны. Распределение скорости ветра в год измерений в основном соответствует долгосрочному внутригодовому распределению.

2.2.4 Анализ направления ветра

На основе статистического анализа данных о частоте направлений ветра из мезомасштабных данных ERA5 многолетняя диаграмма розы ветров, построенная на основе данных мезомасштабной модели ERA5

представлена на рисунке 2.2-3.

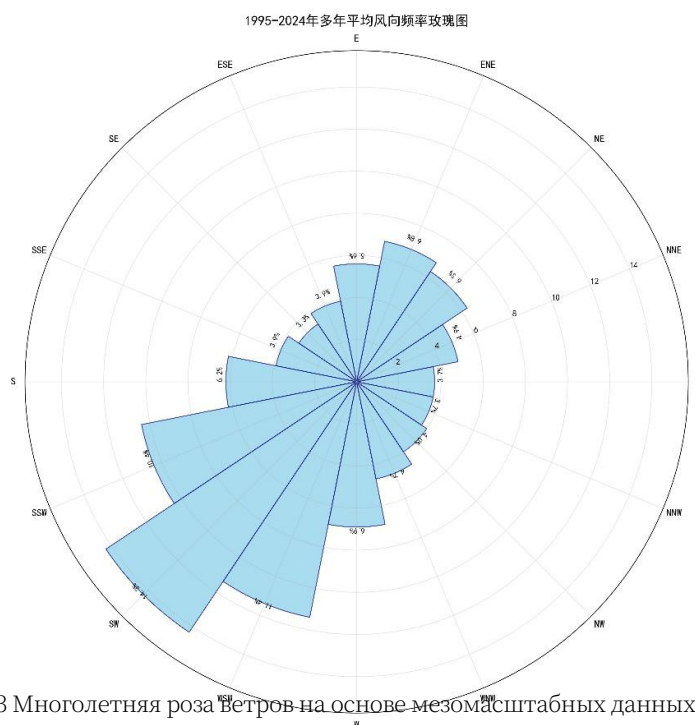


Рисунок 2.2-3 Многолетняя роза Ветров на основе мезомасштабных данных ERA5

Как показано на рисунке 2.2-3, многолетнее направление ветра по данным мезомасштабной модели ERA5 относительно сконцентрировано, причем преобладающим направлением ветра является юго-запад.

2.2.5 Экстремальные погодные явления

Экстремально низкие температуры Район площадки характеризуется выраженным континентальным климатом: длительные, суровые и холодные зимы с сильными ветрами и снегом; жаркое и сухое лето; небольшое годовое количество осадков с большими межгодовыми колебаниями. Согласно долгосрочным климатическим данным Карагандинской области, зимой часто наблюдаются температуры ниже -20°C , при этом исторически экстремально низкие температуры в Казахстане достигали от -42 до -48°C . В холодную половину года часто наблюдаются метели, снежные заносы, обледенение дорог и густой туман. Новости и записи предупреждений из близлежащих районов показывают, что зимой в Карагандинской области часто наблюдаются сильные ветры (порывы $15\text{--}20\text{ м/с}$ и более), туман и снежные заносы.

Рекомендуется использовать морозостойкие агрегаты с рабочей температурой не

не ниже $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, а по возможности — $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. В ключевых узлах (редуктор, генератор, гидравлическая система, системы управления рысканием и углом наклона лопастей) следует использовать низкотемпературные смазочные масла и системы подогрева. Требуется обогрев изоляции гондолы и шкафа управления углом наклона лопастей.

Для противообледенительной обработки лопастей следует отдавать предпочтение лопастям с электрическим обогревом или проверенным на практике антиобледенительным/ледоотталкивающим покрытиям; настроить алгоритмы обнаружения обледенения; при необходимости внедрить стратегии безопасного отключения и ограничения мощности при сбрасывании льда. Исследования показывают, что обледенение лопастей значительно снижает мощность и увеличивает нагрузки, и на этапе проектирования следует учитывать влияние этого явления на выработку энергии и усталостную прочность.

Устанавливать снегозащитные ограждения/барьеры против снежных заносов и проводить снегозащитные работы в участках ветровых промежутков; при проектировании фундамента следует учитывать морозное пучение и снеговые нагрузки; обеспечивать изоляцию коробчатых трансформаторов и диспетчерских станций. Линии передачи/сбора электроэнергии должны оцениваться на предмет нагрузки от обледенения и риска галопирования с учетом зон обледенения; следует обеспечить резервные источники питания и обогрева станций.

Пыль и пожары на пастбищах Пыль и пыльные бури являются обычным явлением в засушливых и полузасушливых зонах Центральной Азии; в переходной зоне между пастбищами и полупустынями, где расположена Караганда, существует риск возникновения пожаров на пастбищах и переноса дыма в сухих, жарких и ветреных условиях.

Грозы/град В теплый сезон под влиянием конвективной погоды возможны грозы, кратковременные сильные ветры и град. Платформа предупреждения о штормах Национальной метеорологической службы Казахстана регулярно выпускает предупреждения о грозах/граде для Карагандинской области.

2.2.6 Комплексный анализ данных о ветровых условиях на эталонной метеостанции

На основе статистического анализа данных о скорости ветра, полученных из мезомасштабных данных ERA5 за период с января 1995 года по декабрь 2025 года, сделаны следующие выводы:

Обильные ветровые ресурсы: среднегодовая скорость ветра составляет $6,81\text{ м/с}$,

что создает хорошие условия для развития ветроэнергетики.

Стабильное направление ветра: преобладающее направление ветра — юго-западное, с высокой концентрацией ветра.

Явные сезонные колебания: скорость ветра зимой выше, чем летом, что соответствует характеристикам нагрузки на энергосистему.

Стабильные межгодовые колебания: коэффициент колебаний скорости ветра за 30 лет составляет всего 3,7%, что свидетельствует о хорошей стабильности ресурса.

2.3 Обзор ветровых измерительных башен на ветровой электростанции « »

2.3.1 Основные параметры ветровых измерительных башен

Для количественного анализа и оценки распределения ветровой энергии и условий ресурса в данном районе были собраны данные с двух 140-метровых башен для измерения ветра, установленных на территории объекта, с номерами 617970# и 617945#, а также с лазерного радара с номером 719#. Все три устройства для измерения ветра расположены на территории ветропарка, соответственно в северной, центральной и южной частях объекта. Территория ветропарка расположена в холмистой местности с относительно ровным и открытым рельефом, а условия ветровых ресурсов являются относительно стабильными. Поэтому данные с этих трех устройств измерения ветра используются для анализа в настоящей оценке ветровых ресурсов. Основная информация об устройствах измерения ветра приведена в таблице 2.3-1, а схематическое изображение их расположения показано на рисунке 2.3-1.

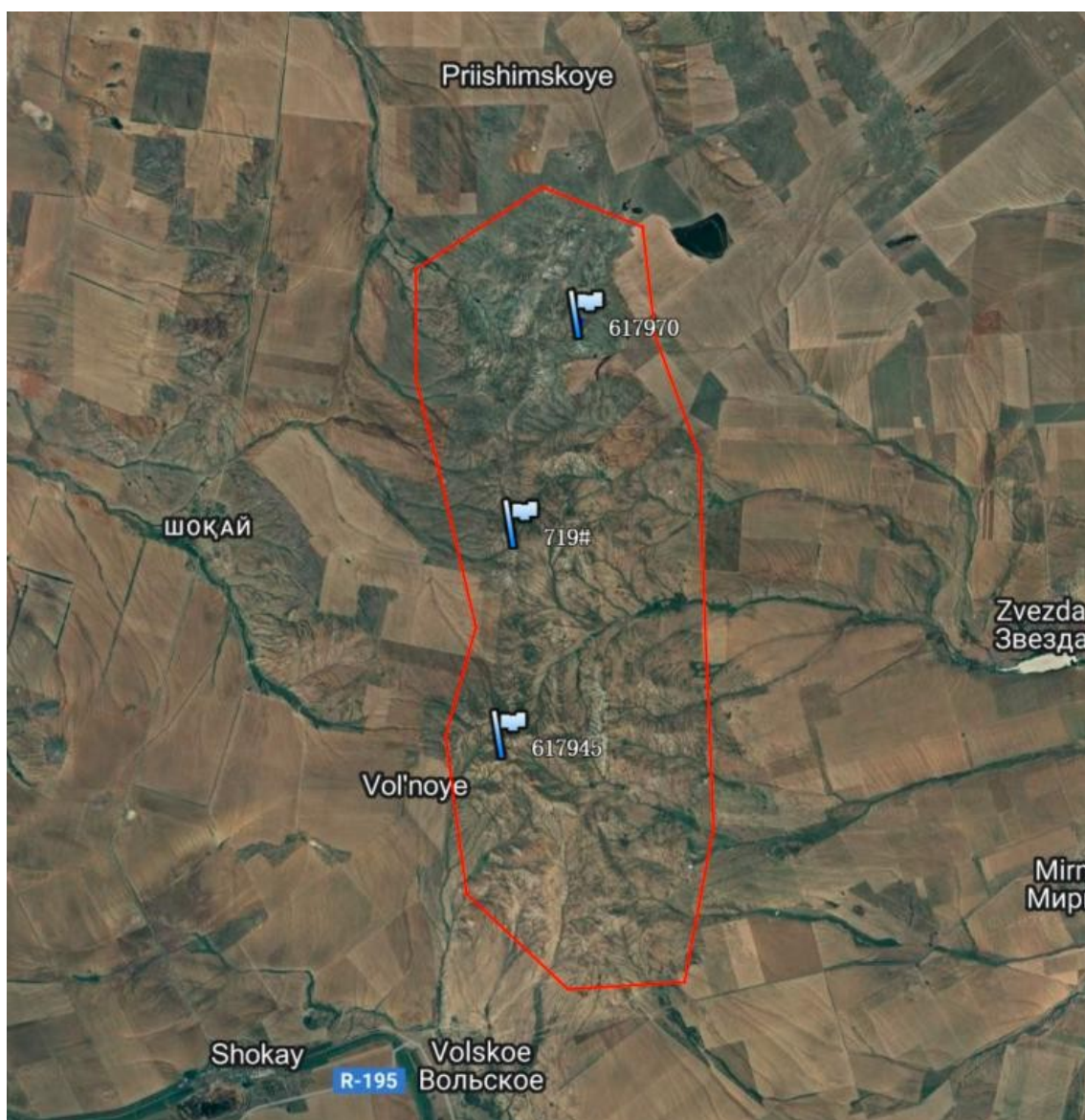


Рисунок 2.3-1 Схематическое изображение расположения башен для измерения ветра на территории ветропарка

Таблица 2.3-1 Список настроек приборов на ветровых измерительных башнях ветропарка

Точка измерения ветра Точка	Долгота	Широта	Высота	Высота башни t	Период измерений	Установка приборов
617970#	73,098431° В	50,534751° с. ш.	Высота: 700 м	140 м	31 мая 2025 г. — ноябрь 15, 2025	Высота 140 м: 1 комплект анемометра, 1 комплект флюгера Высота 120 м: 2 комплекта анемометров, 1 комплект флюгера Высота 100 м: 1 комплект анемометра Высота 80 м: 1 комплект анемометра

Измерение ветра Точка	Долгота	Широта	Высота	Высота башни t	Период измерений	Установка приборов
						Высота 50 м: 1 комплект анемометров Высота 30 м: 1 комплект анемометров Высота 10 м: 1 комплект анемометров, 1 комплект флюгеров Датчики давления (8 м) и температуры (2 м): по 1 комплекту
617945#	73,07364° в.д.	50,457882° с.ш.	Н: 758 м	140 м	22 мая 2025 г. — ноябрь 15, 2025	Высота 140 м: 1 комплект анемометров, 1 комплект флюгеров Высота 120 м: 2 комплекта анемометров, 1 комплект флюгеров Высота 100 м: 1 комплект анемометров Высота 80 м: 1 комплект анемометра Высота 50 м: 1 комплект анемометра Высота 30 м: 1 комплект анемометра Высота 10 м: 1 комплект анемометра, 1 комплект флюгера Датчики давления (8 м) и температуры (2 м): по 1 комплекту
719#	73,0751° Е	50,4925° с.ш.	Н: 685 м	–	15 марта 2025 г. — 15 ноября 15, 2025	Высоты измерения скорости и направления ветра: 40 м, 50 м, 60 м, 70 м, 80 м, 90 м, 100 м, 120 м, 140 м, 160 м, 180 м, 200 м Высоты датчиков температуры/давления/влажности : 2 м

2.3.2 Репрезентативный анализ башен для измерения ветра

Выбор и репрезентативный анализ башен для измерения ветра представлены ниже:

1. С точки зрения расположения, устройства измерения ветра 617970#, 617945# и 719# находятся на территории ветропарка. Благодаря холмистому рельефу территории ветропарка с относительно ровной и открытой окружающей местностью и относительно стабильными условиями ветроресурса, подавляющее большинство площадок для турбин находится в пределах 3 км от этих трех устройств измерения ветра. Таким образом, эти три ветроизмерительные башни обладают хорошей репрезентативностью для данной фазы ветропарка, как показано на схематическом изображении ветроизмерительных башен и мест установки турбин на рисунке 2.3-2.

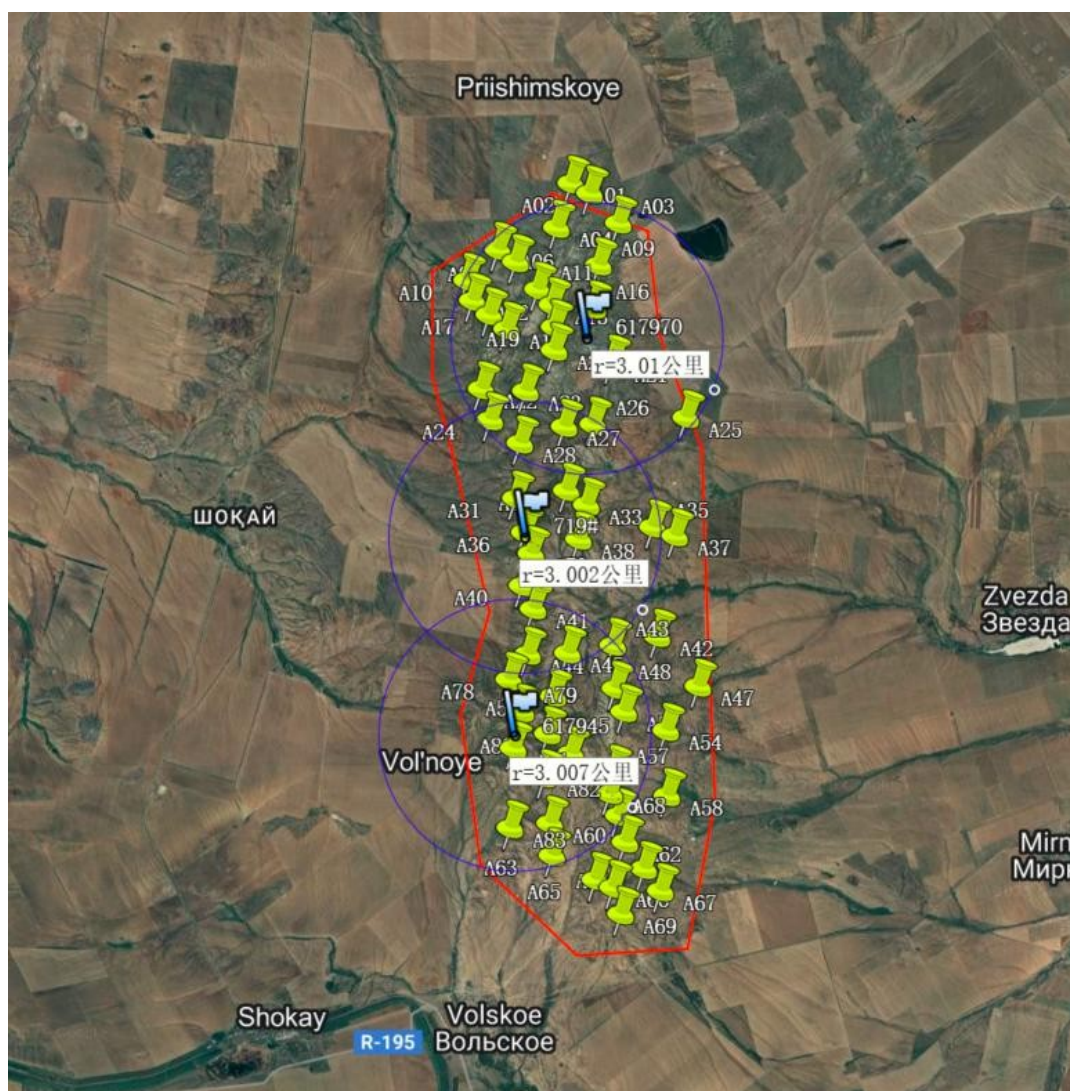


Рисунок 2.3-2 Схематическая диаграмма башен для измерения ветра и мест установки турбин на ветропарке

2. С учетом периода измерений продолжительность измерения ветра для 617970# составила 168 дней, для 617945# — 177 дней, а для 719# — 245 дней. Продолжительность измерения ветра на трех устройствах не соответствует требованию в один год, поэтому репрезентативность низкая.

3. С точки зрения высоты над уровнем моря высота устройств измерения ветра 617970#, 617945# и 719# составляет 700 м, 758 м и 685 м соответственно. Высота площадок турбин колеблется от 615 м до 760 м, при средней высоте 680 м. Три устройства измерения ветра имеют разную высоту над уровнем моря, что обеспечивает

хорошую репрезентативность.

Исходя из вышеуказанных факторов, на данном этапе в качестве репрезентативных ветровых башен для детальной оценки и анализа ветровых энергетических ресурсов используются устройства измерения ветра 617970#, 617945# и 719#, расположенные вокруг ветропарка. В связи с тем, что период измерения ветра составляет менее одного года, на данном этапе временно рассматривается возможность использования мезомасштабных данных для интерполяции, что приведет к некоторой неопределенности в оценке ветровых ресурсов.

2.3.3 Выбор репрезентативного года для ветровых измерительных башен

Продолжительность измерения ветра для 617970# составила 168 дней, для 617945# — 177 дней, а для 719# — 245 дней. Продолжительность измерения ветра на этих трех устройствах не соответствует требованию в один год. В соответствии с требованиями «Технической спецификации по измерению и оценке ветровых ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018) в качестве репрезентативного года для данной ветровой электростанции выбирается полный год. На данном этапе в качестве репрезентативного года для данного проекта ветровой электростанции с целью оценки и анализа ветровых ресурсов выбирается период с 16 ноября 2024 г. по 15 ноября 2025 г.

2.4 Анализ параметров ветровых условий на вышках для измерения ветра

2.4.1 Проверка и обработка данных с ветроизмерительных башен

(1) Проверка целостности данных

В соответствии с «Техническими требованиями к измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018), «Техническими требованиями к метеорологическим наблюдениям и аудиту/коррекции данных для ветровых электростанций» (QX/T74-2007), «Технической спецификации по аудиту, интерполяции и коррекции данных метеорологических наблюдений для ветровых электростанций» (GBT37523-2019), «Спецификации наземных метеорологических наблюдений» и «Правил статистической обработки метеорологических данных» организована и проверена проверка данных, собираемых на месте в режиме реального времени.

Период измерения ветра для ветровой вышки № 617970 составил 5,5 месяцев.

С 16 ноября 2024 г. по 15 ноября 2025 г. ожидаемый объем данных составлял 52 560 групп, фактически измеренных данных было 23 219 групп, а отсутствующих данных — 29 341 группа, при этом коэффициент полноты данных составил 44,18 %.

Период измерения ветра для ветровой вышки № 617945 составил 5,8 месяца. С 16 ноября 2024 г. по 15 ноября 2025 г. ожидаемое количество данных составляло 52 560 групп, фактически измеренные данные — 26 241 группа, а отсутствующие данные — 26 319 групп, при этом коэффициент полноты данных составил 49,43 %.

Период измерения ветра для ветровой вышки № 719 составил 8,0 месяцев. С 16 ноября 2024 г. по 15 ноября 2025 г. ожидаемое количество данных составило 52 560 групп, фактически измеренных данных — 35 628 групп, а отсутствующих данных — 16 932 группы, при этом коэффициент полноты данных составил 67,79 %.

Подробности см. в таблицах 2.4-1–2.4-3.

Таблица 2.4-1 Статистика полноты данных на различных высотах для ветровой вышки № 617970

Метеорологическая вышка №	Период измерения	Переменная	Высота (м)	Ожидаемые данные	Измеренные данные	Отсутствующие данные	Полнота
617970#	16.11.2024–15.11.2025 /15	Скорость ветра	140	52 560	23 219	29 341	44,18%
			120SE	52 560	23 219	29 341	44,18 %
			120NW	52 560	23 219	29 341	44,18 %
			100	52 560	23 219	29 341	44,18 %
			80	52 560	23 219	29 341	44,18 %
			50	52 560	23 219	29 341	44,18%
			30	52 560	23 219	29 341	44,18 %
			10	52 560	23 219	29 341	44,18 %
		Ветровая Направление	140	52 560	22 994	29 566	43,75 %
			120	52 560	22 994	29 566	43,75%
			10	52 560	22 971	29 589	43,70 %
		Температура	8	52 560	23 219	29 341	44,18%
		Давление	2	52 560	23 219	29 341	44,18 %

Таблица 2.4-2 Статистика полноты данных на различных высотах для ветровой измерительной башни № 617945

Вероятность №	Период измерения	Переменная	Высота (м)	Ожидаемые данные	Измеренные данные	Отсутствующие данные	Полнота
617945#	16.11.2024–15.11.2025 /15	Скорость ветра	140	52 560	26 241	26 319	49,93%
			120SE	52 560	26 241	26 319	49,93 %
			120NW	52 560	26 241	26 319	49,93%
			100	52 560	26 241	26 319	49,93%
			80	52 560	26 241	26 319	49,93%
			50	52 560	26 241	26 319	49,93%
			30	52 560	26 241	26 319	49,93 %
			10	52 560	26 241	26 319	49,93%
		Ветровая Направления	140	52 560	26 241	26 319	49,93 %
			120	52 560	26 241	26 319	49,93%
			10	52 560	26 241	26 319	49,93%
		Температура	8	52 560	26 241	26 319	49,93%
		Давление	2	52 560	26 241	26 319	49,93%

Таблица 2.4-3 Статистика полноты данных на различных высотах для ветровой измерительной башни № 719

Башня для измерения скорости ветра №	Период измерений	Переменная	Высота (м)	Ожидаемые данные	Измеренные данные	Отсутствующие данные	Полнота
719#	16.11.2024–15.01.2025 15.01	Скорость ветра	200	52560	28360	24200	53,96%
			180	52560	31594	20966	60,11 %
			160	52560	33751	18809	64,21 %
			140	52560	34746	17814	66,11 %
			120	52560	35171	17389	66,92%
			100	52560	35476	17084	67,50 %
			90	52560	35550	17010	67,64 %
			80	52560	35615	16945	67,76 %
			70	52560	35628	16932	67,79 %
			60	52560	35609	16951	67,75 %
			50	52560	35514	17046	67,57 %

			40	52560	35428	17132	67,40 %
		Направл ение ветра	200	52560	28360	24200	53,96%
			180	52560	31594	20966	60,11 %
			160	52560	33751	18809	64,21 %
			140	52560	34746	17814	66,11 %
			120	52560	35171	17389	66,92 %
			100	52560	35476	17084	67,50 %
			90	52560	35550	17010	67,64 %
			80	52560	35615	16945	67,76 %
			70	52560	35628	16932	67,79 %
			60	52560	35609	16951	67,75 %
			50	52560	35514	17046	67,57 %
			40	52560	35428	17132	67,40 %
		Температура ра	2	52560	34 307	18253	65,27%
		Давление	2	52 560	34 340	18 220	65,33%

(2) Проверка достоверности данных

По результатам анализа, ветровые измерительные башни № 617970, № 617945 и № 719 соответствуют требованиям проверки целостности данных, установленным в «Технической спецификации по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018).

В соответствии с «Технической спецификацией по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018) исходные данные измерений ветра, собранные с ветровых измерительных башен № 617970, № 617945 и № 719, проходят тестирование на рациональный диапазон, тестирование на корреляцию и тестирование на тенденции.

а) Тестирование диапазона

Разумные контрольные значения основных параметров: средняя скорость ветра, $0 \leq \text{среднее значение за час} \leq 40 \text{ м/с}$; направление ветра, $0^\circ \leq \text{среднее значение за час} \leq 360^\circ$

° Результаты испытаний: данные о скорости и направлении ветра на каждом уровне измерения каждого устройства соответствуют требованиям к диапазону допустимых значений.

б) Тестирование корреляции

Слои измерения скорости ветра на ветровых вышках № 617970 и № 617945 на данной ветровой электростанции включают 10 м, 30 м, 50 м, 80 м, 100 м и 120 м, а слои измерения направления ветра — 10 м, 120 м и 140 м. Уровни измерения скорости и направления ветра лазерного радара № 719 включают 40 м, 50 м, 60 м, 70 м, 80 м, 90 м, 100 м, 120 м, 140 м, 160 м, 180 м и 200 м. Поэтому в зависимости от реальной ситуации корректируются слои измерений и параметры для тестирования корреляции. Разумные эталонные значения корреляции для основных параметров приведены в таблице 2.4-4.

Таблица 2.4-4 Разумные эталонные значения корреляции для основных параметров

Основной параметр	Приемлемый диапазон
Разница в средней скорости ветра за 10 минут на одной и той же высоте	$<2,0 \text{ м/с}$
Разница в средней скорости ветра за 10 минут на высотах, разница между которыми составляет 20 м	$<3,0 \text{ м/с}$
Разница в средней скорости ветра за 10 минут на высотах, разница между которыми составляет 40 м	$<5,0 \text{ м/с}$
Разница в направлении ветра, среднее С) Проверка тренда Разница в 10 минут на высотах, разница между которыми составляет 20 м	$<22,5^\circ$

Эталонные значения разумного диапазона изменения тенденций для основных параметров приведены в таблице 2.4-5:

Таблица 2.4-5. Приемлемый диапазон тренда изменения

Основной параметр	Допустимый диапазон
Изменение средней скорости ветра за 1 час	$<6,0 \text{ м/с}$
Изменение средней температуры за 1 час	$<5^\circ\text{C}$
Изменение среднего давления за 3 часа	$<1 \text{ кПа}$

d) Необоснованная обработка данных

В соответствии с «Техническими спецификациями по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018), «Техническими спецификациями по метеорологическим наблюдениям и проверке/корректировке данных для ветровых электростанций» (QX/T74-2007), «Технические спецификации по проверке, интерполяции и коррекции данных метеорологических наблюдений для ветровых электростанций» (GBT37523-2019), в сочетании с местными фактическими условиями, данные о скорости ветра, не соответствующие разумным корреляциям, подвергаются повторной оценке, а данные о скорости ветра, соответствующие фактическим природным ветровым условиям, регрессируются к исходной группе данных. После обработки данных с ветровых башен № 617970, № 617945 и № 719 с целью проверки на разумный диапазон, разумную корреляцию и разумную тенденцию изменения, а также переоценки и регрессии неразумных данных, подсчитываются недействительные данные на каждом уровне измерения этих трех ветровых башен. По результатам анализа, ввиду короткого периода измерения ветра и отсутствия экстремальных погодных явлений, таких как заморозки, в период измерения ветра, неразумные данные на трех устройствах измерения ветра обнаружены не были.

(3) Интерполяция и экстраполяция данных

Поскольку в трех устройствах измерения ветра имеется большой объем отсутствующих данных, необходимо провести интерполяцию и систематизацию исходных данных измерения ветра, чтобы сформировать полный годовой массив достоверных данных для оценки ветроресурса. Принципы следующие:

1) Если отсутствуют или являются нереалистичными только данные о скорости ветра на определенной высоте устройства измерения ветра, они дополняются или корректируются на основе результатов корреляционного анализа между этой высотой и другими высотами на той же башне. Если за определенный период отсутствуют или являются нереалистичными данные о скорости ветра на всех высотах устройства измерения ветра, они интерполируются с использованием данных от других устройств измерения ветра на основе корреляционных отношений между данными о скорости ветра на соответствующих высотах.

2) Если данные о направлении ветра на определенной высоте устройства измерения ветра отсутствуют или являются нереалистичными, используются данные о направлении ветра с других высот на той же башне. Если данные о направлении ветра на всех высотах устройства измерения ветра отсутствуют или являются нереалистичными за определенный период, используются данные о направлении ветра из соседних временных интервалов на этой высоте или данные о направлении ветра с других устройств измерения ветра в соответствующее время.

В таблицах 2.4-9–2.4-11 показана корреляция скорости ветра между различными высотами устройств измерения ветра. Видно, что за исключением слоя на высоте 10 м, который имеет несколько меньшую корреляцию с другими слоями из-за влияния шероховатости поверхности, корреляция других слоев относительно высока. Корреляция скорости ветра между соседними слоями хорошая, при этом R^2 превышает 0,91, а в большинстве случаев достигает значений выше 0,95, поэтому ее можно использовать для взаимной интерполяции недостоверных данных. В случае недостоверных данных о скорости ветра на различных измерительных уровнях устройств измерения ветра для интерполяции можно использовать данные о скорости ветра с близлежащих измерительных уровней. В случае недостоверных данных о направлении ветра на различных уровнях измерения приборов измерения ветра можно напрямую использовать данные о направлении ветра с соответствующего уровня измерения.

Таблица 2.4-9 Корреляция скорости ветра между различными высотами ветроизмерительной башни 617970#

617970# R^2	140	120ЮВ	120СЗ	100	80	50	30
120СЕ	0,994						
120НВ	0,988	0,995					
100	0,981	0,993	0,99				
80	0,96	0,976	0,973	0,992			
50	0,906	0,923	0,923	0,947	0,973		
30	0,857	0,873	0,874	0,897	0,928	0,98	
10	0,771	0,782	0,784	0,804	0,835	0,904	0,956

Таблица 2.4-10 Корреляция скорости ветра на разных высотах ветроизмерительной башни 617945#

617945#R2	140	120SE	120C3	100	80	50	30
120SE	0,996						
120NW	0,991	0,995					
100	0,983	0,993	0,989				
80	0,961	0,976	0,971	0,992			
50	0,906	0,925	0,921	0,949	0,972		
30	0,841	0,859	0,856	0,882	0,909	0,971	
10	0,702	0,719	0,717	0,74	0,768	0,854	0,936

Таблица 2.4-11 Корреляция скорости ветра на разных высотах ветровой вышки 719#

WLS7-719#R ²	200	180	160	140	120	100	90	80	70	60	50
180	0,993										
160	0,983	0,996									
140	0,969	0,986	0,996								
120	0,951	0,97	0,985	0,996							
100	0,929	0,95	0,967	0,983	0,995						
90	0,918	0,939	0,957	0,974	0,989	0,999					
80	0,905	0,926	0,945	0,962	0,98	0,994	0,998				
70	0,891	0,912	0,93	0,948	0,967	0,985	0,992	0,998			
60	0,873	0,893	0,911	0,929	0,95	0,971	0,98	0,99	0,997		
50	0,851	0,87	0,887	0,905	0,927	0,95	0,962	0,974	0,986	0,996	

В таблице 2.4-12 показана корреляция между различными метеобашнями. При

выполнении межбашенной интерполяции для интерполяции выбираются данные метеобашни с наибольшей корреляцией. Согласно результатам, корреляция между тремя метеобашнями хорошая, причем наблюдается хорошая корреляция между 617970#, 617945# и 719#.

Таблица 2.4-12 Корреляция скорости ветра между различными ветроизмерительными башнями

Корреляция между ветровыми вышками R ²	140	120	100	80	50

617970#vs617945#	0,893	0,888	0,88	0,868	0,825
617970#vs719#	0,935	0,932	0,925	0,914	0,882
617945#vs719#	0,93	0,925	0,918	0,904	0,868

Таблица 2.4-13 Корреляция направления ветра между различными ветроизмерительными башнями

Корреляция между башенными станциями измерения ветра R ²	140	120
617970#vs617945#	0,906	0,945
617970#vs719#	0,975	0,975
617945#vs719#	0,976	0,976

Три ветровые вышки (617970#, 617945# и 719#) сначала выполняют интерполяцию данных на основе корреляции между различными высотами на каждой вышке. Затем данные с ветровых вышек 617970# и 617945# подвергаются дальнейшей интерполяции с использованием данных с лазерного радара 719#. Скорости ветра до и после интерполяции данных с ветровых башен 617970# и 617945# с использованием данных лазерного радара 719# приведены в следующих таблицах. После интерполяции с помощью лазерного радара № 719 для трех месяцев с высокой скоростью ветра (март–май) скорость ветра и плотность ветровой мощности на различных уровнях ветровых башен № 617970 и № 617945 значительно увеличились.

Таблица 2.4-14 Сравнение скорости ветра/мощности ветра до и после интерполяции на разных высотах ветроизмерительной башни № 617970

617970	До интерполяции		После интерполяции	
Высота (м)	Скорость Скорость (м/с)	Мощность ветра (Вт/м ²)	Скорость Скорость (м/с)	Мощность ветра (Вт/м ²)
140	8,46	674	8,81	756
120	8,45	659	8,80	732
100	8,37	634	8,69	702
80	8,23	593	8,52	648
50	8,08	552	8,31	585
30	7,86	505	8,06	528
10	7,50	456	7,67	473

Таблица 2.4-15 Сравнение скорости ветра/мощности ветра до и после интерполяции на разных высотах ветроизмерительной башни 617945#

617945#	До интерполяции		После интерполяции	
Высота (м)	Скорость Скорость (м/с)	Мощность ветра (Вт/м ²)	Скорость Скорость (м/с)	Мощность ветра (Вт/м ²)
140	8,59	655	9,00	758
120	8,55	637	8,95	733
100	8,44	606	8,82	694
80	8,31	563	8,65	636
50	8,02	497	8,28	543
30	7,64	430	7,83	458
10	6,81	325	6,92	338

После интерполяции с помощью лазерного радара № 719 степень полноты данных для ветровых метеостанций № 617970 и № 617945 составила 67,78 %, что по-прежнему является относительно низким показателем. Поэтому было решено продолжить интерполяцию с использованием данных ближайшей точки сетки повторного анализа. Данные ERA5 взяты из точки сетки 73,00° в.д. и 50,50° с.ш., а данные MERRA2 — из точки сетки 73,13° в.д. и 50,50° с.ш. Корреляция между тремя устройствами измерения ветра и данными реанализа представлена в следующей таблице. Как видно из таблицы, скорость ветра на всех уровнях трех устройств измерения ветра имеет лучшую корреляцию со скоростью ветра ERA5 на высоте 100 м. За исключением нижних уровней 10–30 м, R² между скоростью ветра на других высотах и скоростью ветра ERA5 на высоте 100 м превышает 0,7 (т. е. коэффициент корреляции выше 0,8). Поэтому данные повторного анализа ERA5 можно использовать для интерполяции скорости ветра, полученной тремя устройствами измерения ветра.

Таблица 2.4-16. Корреляция скорости ветра между различными ветроизмерительными вышками и данными ERA5/MERRA2

R ²	140	120	100	80	50	40	30	10
617970#vsERA5	0,747	0,746	0,739	0,731	0,708	–	0,687	0,642
617945#vsERA5	0,748	0,748	0,745	0,738	0,714	–	0,675	0,590
719#vsERA5	0,759	0,756	0,752	0,747	0,732	0,721	–	–
617970#vsMERRA2	0,563	0,560	0,554	0,557	0,567	–	0,580	0,562
617945#vsMERRA2	0,597	0,600	0,602	0,608	0,619	–	0,616	0,569
719#vsMERRA2	0,668	0,671	0,672	0,677	0,683	0,682	–	–

(4) Фактический коэффициент полноты данных

В соответствии с методом расчета полноты данных, указанным в «Технической спецификации по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018), записи наблюдений проверяются на предмет полноты. Метод расчета коэффициента фактической полноты данных выражается следующим образом:

(2.4-1)

$$\text{Период фактической полноты данных} = \frac{\text{应测数据量} - \text{缺失数据量} - \text{无效数据量}}{\text{应测数据量}} \times 100\%$$

Период фактической полноты данных измерения ветра для 617970#, 617945# и 719# были несопоставимыми и все составляли менее одного года. Согласно анализу выбора репрезентативного года и обработке данных, в качестве периода анализа выбран период с 16 ноября 2024 г. по 15 ноября 2025 г. После дополнения, регрессии и корректировки данных были выполнены интерполяция данных с ветровых башен 617970# и 617945# с использованием данных лазерного радара 719#. После межбашенной интерполяции коэффициент полноты данных трех устройств измерения ветра составил 67,78%, что по-прежнему не соответствует требованию спецификации о полноте более 90%. Поэтому данные трех устройств измерения ветра были дополнительно интерполированы с использованием данных повторного анализа ERA5. После интерполяции коэффициент фактической полноты данных измерений ветра за период измерений для 617970#, 617945# и 719# составил 100%, что соответствует требованиям «Технической спецификации по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018). Результаты измерения скорости ветра до и после интерполяции с использованием данных ERA5 для каждого устройства измерения ветра приведены в следующих таблицах:

Таблица 2.4-17 Сравнение скорости ветра/мощности ветра до и после интерполяции на разных высотах ветроизмерительной башни 617970#

617970#	До интерполяции	После интерполяции

Высота (м)	Скорость Скорость (м/с)	Мощность ветра (Вт/м²)	Скорость Скорость (м/с)	Мощность ветра (Вт/м²)
140	8,81	756	9,38	918
120	8,80	732	9,34	887
100	8,69	702	9,23	849
80	8,52	648	9,04	780
50	8,31	585	8,79	701
30	8,06	528	8,52	632
10	7,67	473	8,13	571

Таблица 2.4-18 Сравнение скорости ветра/мощности ветра до и после интерполяции на разных высотах ветроизмерительной башни 617945#

617945	До интерполяции		После интерполяции	
Высота (м)	Скорость Скорость (м/с)	Мощность ветра (Вт/м²)	Скорость Скорость (м/с)	Мощность ветра (Вт/м²)
140	9,00	758	9,52	901
120	8,95	733	9,50	869
100	8,82	694	9,31	819
80	8,65	636	9,10	744
50	8,28	543	8,65	622
30	7,83	458	8,15	514
10	6,92	338	7,17	365

Таблица 2.4-19 Сравнение скорости ветра/мощности ветра до и после интерполяции на разных высотах ветроизмерительной башни № 719

719	До интерполяции		После интерполяции	
Высота (м)	Скорость Скорость (м/с)	Мощность ветра (Вт/м²)	Скорость Скорость (м/с)	Мощность ветра (Вт/м²)
200	9,22	846	9,76	998
180	9,14	819	9,68	971
160	9,04	788	9,58	940
140	8,92	752	9,46	904
120	8,78	708	9,33	852
100	8,61	659	9,15	791
90	8,52	632	9,03	752
80	8,41	602	8,92	722
70	8,29	571	8,74	664
60	8,15	537	8,60	630
50	7,98	500	8,43	593
40	7,77	462	8,21	543

2.4.2 Предварительный анализ данных измерений ветра

(1) Интенсивность турбулентности

Интенсивность атмосферной турбулентности отражает степень отклонения мгновенной скорости ветра от среднего значения и является показателем для оценки стабильности воздушного потока. Ее величина связана с качеством ресурсов ветропарка, поскольку она не только влияет на работу ветрогенераторов и снижает выходную мощность, но также может вызывать экстремальные нагрузки, что в конечном итоге приводит к ослаблению и повреждению ветрогенераторов. Интенсивность атмосферной турбулентности зависит от таких факторов, как географическое положение, рельеф местности, шероховатость поверхности и тип влияющей на нее погоды. Формула для ее расчета:

$$I = \frac{\sigma_v}{V} \quad (2.4-2)$$

где V — средняя скорость ветра за 10 минут в м/с, а σ_v — стандартное отклонение мгновенной скорости ветра относительно средней скорости ветра за 10 минут в м/с.

Помимо средней интенсивности турбулентности, для более комплексной оценки характеристик турбулентности на площадке и выбора ветрогенераторов в соответствии со стандартами IEC 61400-1 обычно используется репрезентативная интенсивность турбулентности.

Репрезентативная интенсивность турбулентности (I_{rep}) относится к 90-му процентилю значения интенсивности турбулентности при определенной скорости ветра, что означает, что существует 90% вероятность того, что измеренная интенсивность турбулентности будет ниже этого значения. Она отражает более высокие уровни турбулентности, которые могут возникать на площадке, и является ключевым показателем для оценки экстремальных порывов ветра и усталостных нагрузок на турбины. Формула ее расчета выглядит следующим образом:

$$I_{rep}(V) = \mu_I(V) + 1,28 \cdot \sigma_I(V) \quad (2.4-3)$$

Где:

$I_{rep}(V)$: репрезентативная интенсивность турбулентности в интервале скоростей ветра V ;

$\mu(V)$: среднее арифметическое всех 10-минутных средних интенсивностей турбулентности в интервале скоростей ветра V ;

$\sigma(V)$: стандартное отклонение всех 10-минутных средних значений интенсивности турбулентности в интервале скоростей ветра V .

Значения интенсивности турбулентности на различных высотах метеорологической вышки № 617970 приведены в таблице 2.4-14 и на рисунке 2.4-2. Согласно результатам расчетов, средняя интенсивность турбулентности на метеорологической вышке № 617970 уменьшается с увеличением высоты. На скорости ветра в нижнем слое значительно влияют приземная поверхность и препятствия, что приводит к более высокой интенсивности турбулентности. На высоте выше 50 м репрезентативная интенсивность турбулентности в диапазоне скоростей ветра 15 м/с составляет менее 0,13, что относится к слабой интенсивности турбулентности.

Таблица 2.4-20 Статистика турбулентности на различных высотах 617970#

617970	Средняя интенсивность турбулентности в секции скорости ветра >3 м/с	репрезентативная интенсивность турбулентности	класс МЭК
140	0,102	0,089	C
120	0,102	0,103	C
100	0,105	0,106	C
80	0,108	0,113	C
50	0,116	0,121	C
30	0,123	0,126	C
10	0,137	0,122	C

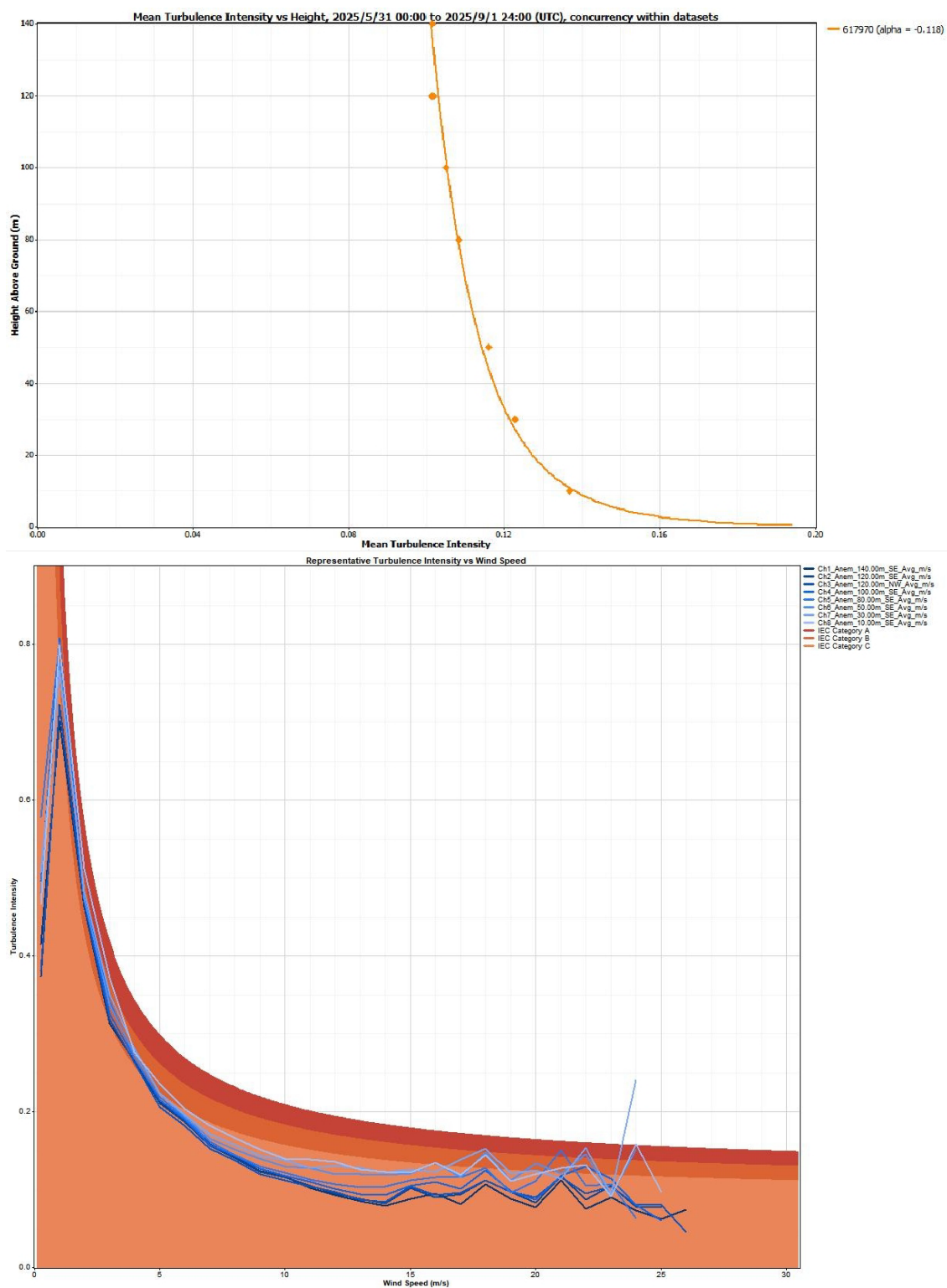
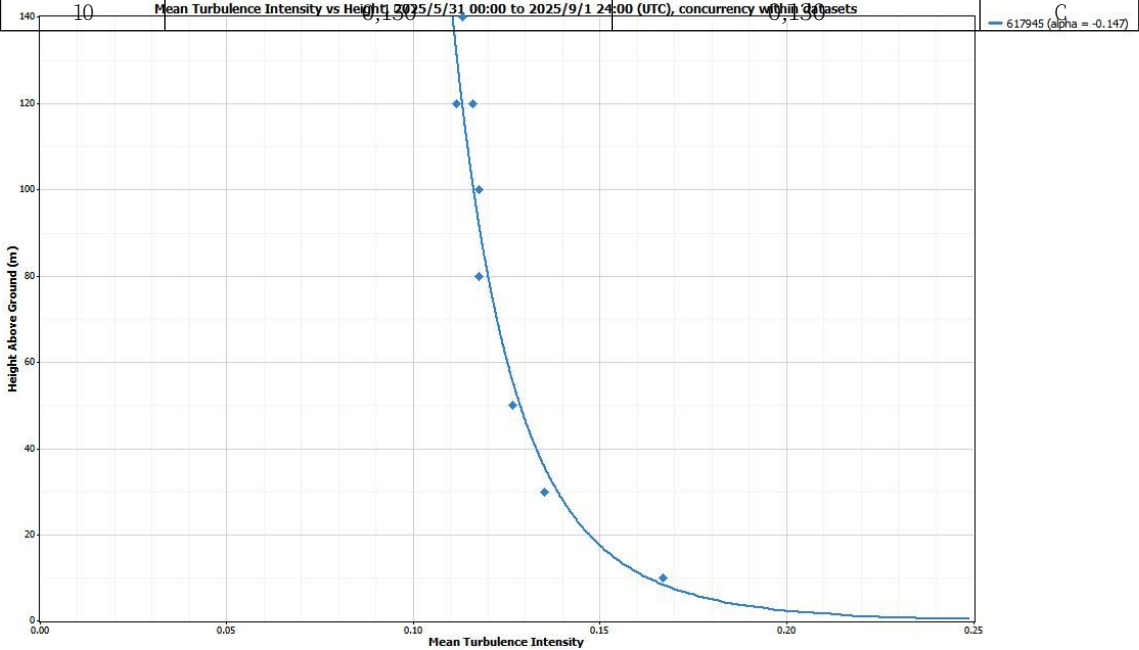


Рисунок 2.4-2 Диаграмма интенсивности турбулентности на различных высотах метеорологической вышки № 617970

Значения интенсивности турбулентности на различных высотах ветровой вышки № 617945 приведены в таблице 2.4-15 и на рисунке 2.4-3. Согласно результатам расчетов, средняя интенсивность турбулентности на ветровой вышке № 617945 уменьшается с увеличением высоты. На скорость ветра в нижнем слое значительно влияют поверхность земли и препятствия, что приводит к более высокой интенсивности турбулентности. На высоте свыше 50 м репрезентативная интенсивность турбулентности в диапазоне скоростей ветра 15 м/с составляет менее 0,10, что относится к слабой интенсивности турбулентности.

Таблица 2.4-21 Статистика турбулентности на различных высотах 617945#

617945	Средняя интенсивность турбулентности в секции скорости ветра >3 м/с	репрезентативная интенсивность турбулентности	класс МЭК
140	0,096	0,085	C
120	0,098	0,086	C
100	0,099	0,089	C
80	0,101	0,085	C
50	0,110	0,097	C
30	0,120	0,103	C
10	0,130	0,130	C



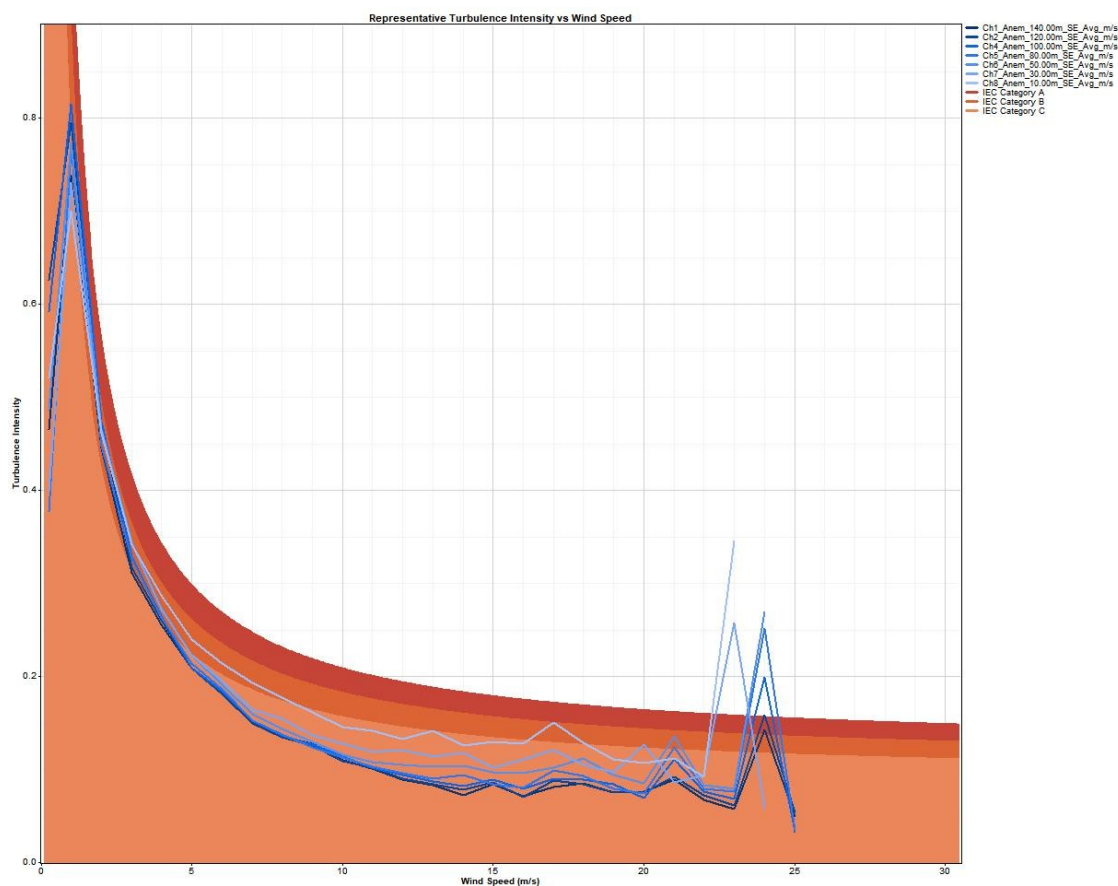


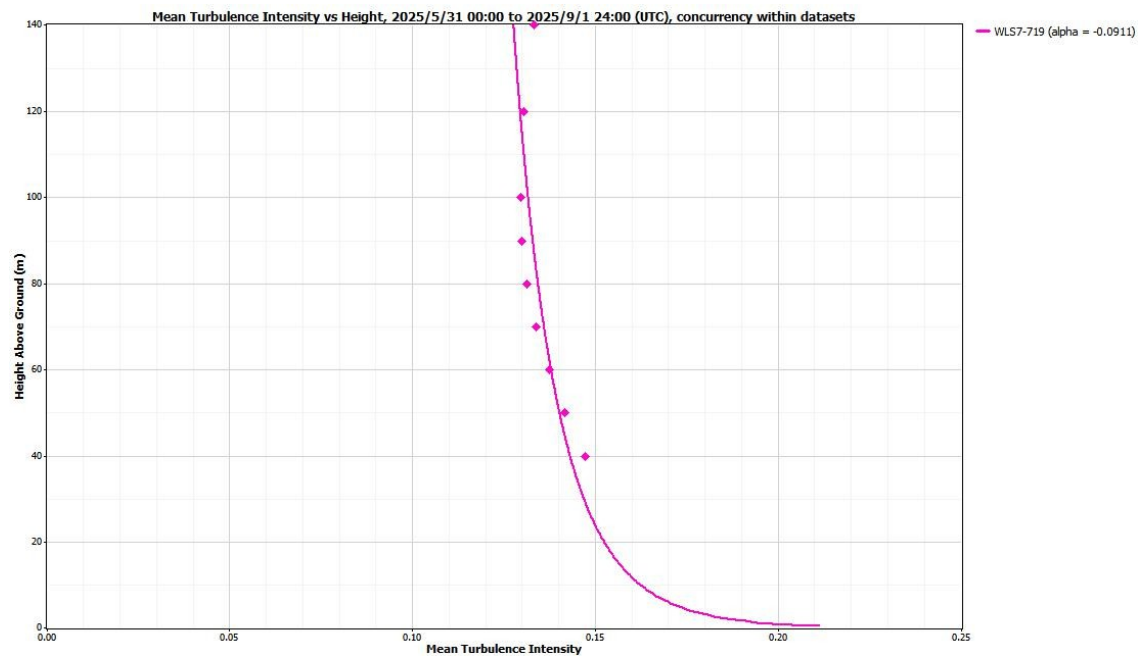
Рисунок 2.4-3 Диаграмма интенсивности турбулентности на различных высотах метеорологической вышки № 617945

Значения интенсивности турбулентности на различных высотах (ниже 140 м) ветровой вышки № 719 приведены в таблице 2.4-16 и на рисунке 2.4-4. Согласно результатам расчетов, средняя интенсивность турбулентности на ветровой вышке № 719 уменьшается с увеличением высоты. На скорость ветра в нижнем слое значительно влияют поверхность земли и препятствия, что приводит к более высокой интенсивности турбулентности. На высоте от 40 до 140 м репрезентативная интенсивность турбулентности в диапазоне скоростей ветра 15 м/с составляет менее 0,12, что относится к слабой интенсивности турбулентности.

Таблица 2.4-22 Статистика турбулентности на различных высотах башни № 719

719	Средняя интенсивность турбулентности в секции скорости ветра >3 м/с	репрезентативной интенсивность турбулентности	класс МЭК
140	0,11	0,094	C
120	0,11	0,097	C

100	0,11	0,103	C
90	0,11	0,105	C
80	0,11	0,101	C
70	0,11	0,103	C
60	0,11	0,103	C
50	0,12	0,104	C
40	0,12	0,110	C



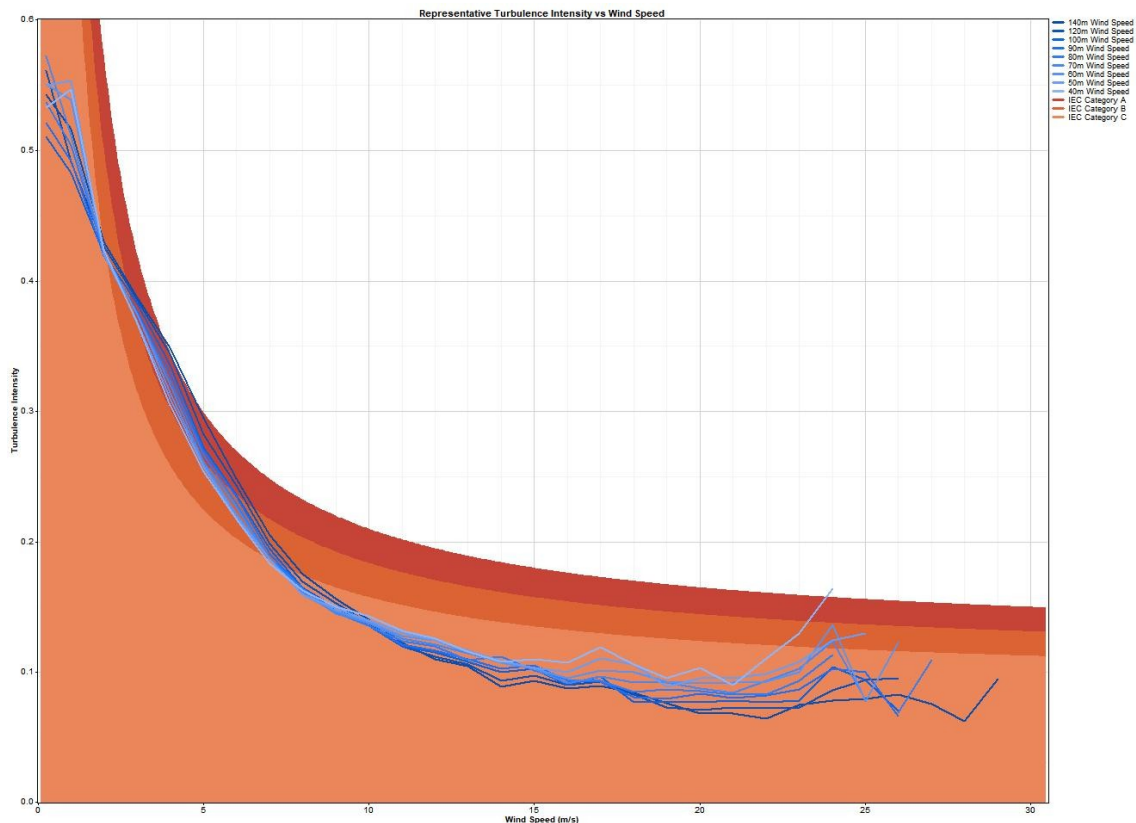


Рисунок 2.4-4 Диаграмма интенсивности турбулентности на различных высотах ветровой измерительной башни № 719

(2) Индекс сдвига ветра

Величина индекса сдвига ветра отражает скорость, с которой скорость ветра увеличивается с высотой, а изменение ветра с высотой напрямую влияет на высоту установки ветровых турбин и стоимость строительства ветровых электростанций. Вертикальное распределение ветра в приповерхностном слое зависит главным образом от шероховатости поверхности и состояния стратификации нижних слоев атмосферы. При нейтральной стратификации атмосферы как логарифмические, так и степенные уравнения могут лучше описывать вертикальный профиль скорости ветра. Результаты экспериментов показывают, что в Южном Китае степенная формула позволяет более точно описать вертикальный профиль ветра, чем логарифмическая формула. «Нормы нагрузок на конструкции зданий» (GB 50009-2012) рекомендуют использовать степенную формулу,

выражение которой:

$$V = V_1 \left(\frac{Z}{Z_1} \right)^a \quad (2.4-3)$$

Индекс сдвига ветра рассчитывается на основе средней скорости ветра на различных высотах. Как видно из приведенной ниже таблицы, сдвиг ветра на метеорологической вышке № 617970 значительно варьируется на разных высотах. В целом он уменьшается с увеличением высоты. На высоте 10 м скорость ветра ниже из-за влияния поверхности, что приводит к увеличению сдвига ветра во всем диапазоне скоростей ветра. Комплексное аппроксимированное значение сдвига ветра для диапазона 50–120 м составляет 0,044, для 80–120 м — 0,037, а для 100–120 м — 0,032, что указывает на крайне малый сдвиг ветра. Результаты расчета индекса сдвига ветра для различных высот ветровой башни № 617970 приведены в таблице 2.4-23, а общая кривая аппроксимации показана на рисунке 2.4-5.

Таблица 2.4-23 Индекс сдвига ветра на различных уровнях ветровой вышки № 617970

№	Высота (м)	Скорость ветра (м/с)	140	120	100	80	50	30
617970#	140	7,75						
	120	7,73	0,014					
	100	7,69	0,024	0,032				
	80	7,57	0,041	0,037	0,040			
	50	7,44	0,040	0,044	0,047	0,038		
	30	7,26	0,043	0,046	0,048	0,044	0,049	
	10	6,94	0,042	0,044	0,045	0,042	0,044	0,041

Примечание: Приведенные выше результаты по сдвигу ветра основаны на данных, полученных с помощью метеорологической вышки.

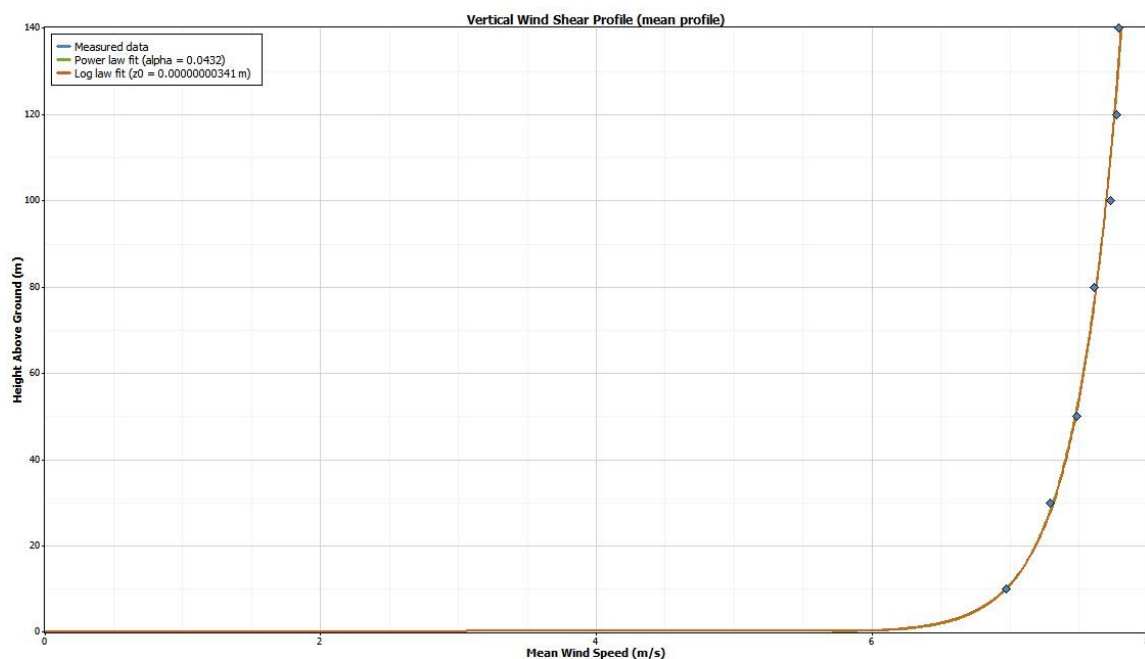


Рис. 2.4-5 Вертикальный сдвиг скорости ветра и кривая аппроксимации степенной зависимостью на различных высотных уровнях (за исключением высоты 10 м) ветровой вышки № 617970

Индекс сдвига ветра рассчитывается на основе средней скорости ветра на различных высотах. Как видно из приведенной ниже таблицы, сдвиг ветра на ветровой вышке № 617945 значительно варьируется на разных высотах. Комплексное аппроксимированное значение сдвига ветра для 50–120 м составляет 0,062, для 80–120 м — 0,049, а для 100–120 м — 0,043, что указывает на крайне небольшой сдвиг ветра. Результаты расчета индекса сдвига ветра для различных высот метеорологической вышки № 617945 приведены в таблице 2.4-24, а общая кривая аппроксимации показана на рисунке 2.4-6.

Таблица 2.4-24 Индекс сдвига ветра на различных уровнях ветровой вышки № 617945

№	Высота (м)	Скорость ветра (м/с)	140	120	100	80	50	30
617945#	140	8,13						
	120	8,08	0,034					
	100	8,02	0,039	0,043				
	80	7,92	0,045	0,049	0,054			
	50	7,66	0,058	0,062	0,067	0,074		
	30	7,30	0,070	0,074	0,078	0,084	0,093	

	10	6,53	0,083	0,086	0,089	0,093	0,099	0,101

Примечание: Приведенные выше результаты по сдвигу ветра основаны на данных, полученных с помощью метеорологической вышки.

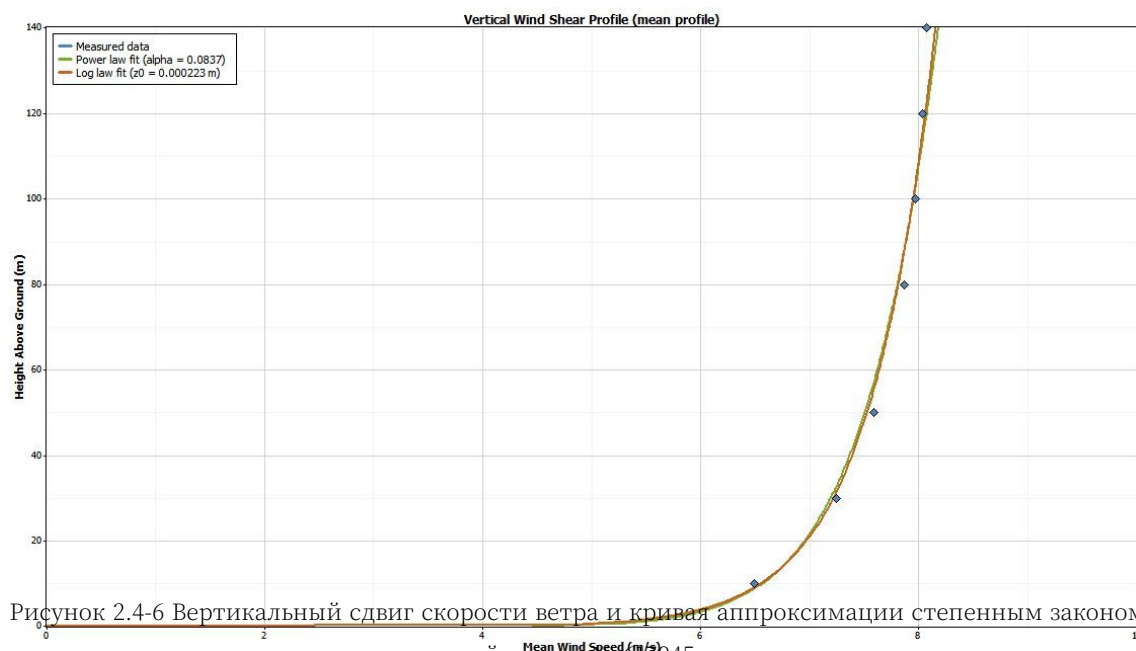


Рисунок 2.4-6 Вертикальный сдвиг скорости ветра и кривая аппроксимации степенным законом на различных высотных уровнях ветровой вышки № 617945

Индекс сдвига ветра рассчитывается на основе средней скорости ветра на различных высотах. Как показано в таблице ниже, сдвиг ветра на ветровой вышке № 719 значительно варьируется на разных высотах. В целом он уменьшается с увеличением высоты. Скорость ветра на высоте 10 м ниже из-за влияния поверхности, что приводит к увеличению сдвига ветра во всем диапазоне скоростей ветра. Комплексное аппроксимированное значение сдвига ветра на высоте 50–120 м составляет 0,102, на высоте 80–120 м — 0,101, а на высоте 100–120 м — 0,102, что указывает на относительно небольшой сдвиг ветра. Предлагаемая высота вала для данной ветровой электростанции составляет 110 м, и это значение сдвига ветра будет использовано для расчета скорости ветра на высоте 110 м. Результаты расчета индекса сдвига ветра для различных высот ветроизмерительной башни № 719 приведены в таблице 2.4-25, а общая кривая аппроксимации показана на рисунке 2.4-7.

Таблица 2.4-25 Индекс сдвига ветра на различных уровнях ветроизмерительной башни № 719

№	Высота (м)	Скорость ветра (м/с)	140	120	100	90	80	70	60	50
719#	140	8,75								
	120	8,61	0,105							
	100	8,44	0,102	0,102						
	90	8,35	0,101	0,101	0,100					
	80	8,23	0,101	0,101	0,103	0,105				
	70	8,11	0,100	0,100	0,101	0,102	0,100			
	60	7,96	0,100	0,100	0,101	0,102	0,100	0,102		
	50	7,79	0,101	0,102	0,103	0,104	0,105	0,107	0,112	
Примечание: Приведенные выше результаты по сдвигу ветра основаны на данных, полученных		7,58	0,103	0,104	0,105	0,106	0,107	0,109	0,113	0,116

помощью ветровой вышки.

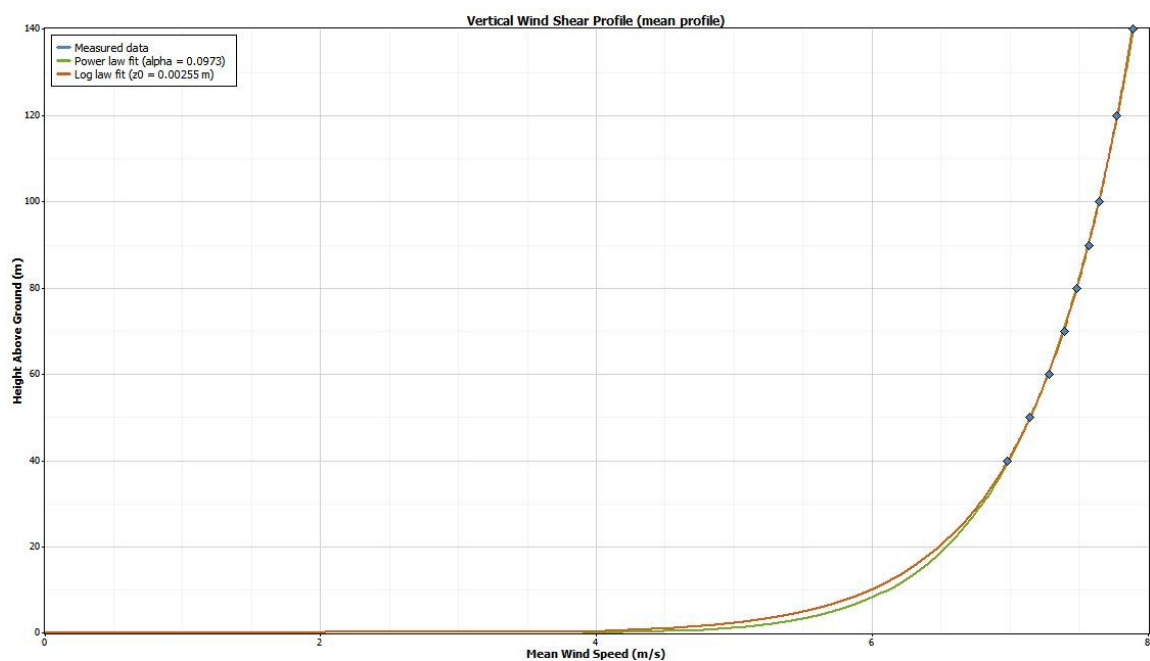


Рисунок 2.4-7 Вертикальный сдвиг скорости ветра и кривая аппроксимации степенным законом на различных высотных уровнях (за исключением высоты 10 м) ветровой вышки № 719

(3) Плотность воздуха

Расчет плотности воздуха для ветровой вышки производится по формуле:

$$\rho = P/(R \cdot T) \quad (2.4-7)$$

Где:

P — среднее атмосферное давление в Па; T — средняя

температура воздуха в К;

R — газовая постоянная, равная 287 Дж/(кг·К).

Доля достоверных данных по измеренной температуре и давлению для ветровых измерительных башен № 617970, № 617945 и № 719 составляет 44,18 %, 49,93 % и 65,33 % соответственно. Эти данные были интерполированы с использованием данных ERA5 для формирования полного года. Результаты ежемесячной статистики по плотности и температуре воздуха на измерительных вышках ветропарка приведены в таблице 2.4-26.

Таблица 2.4-26 Месячные статистические данные по плотности, температуре и давлению воздуха для метеорологических башен

Монт ч	617970			617945# 719#			719#		
	Темп (°C)	Давлен ие (кПа)	Плотность (кг/м³)	Темп (°C)	Давлен ие (кПа)	Плотность (кг/м³)	Темп (°C)	Давлен ие (кПа)	Плотность (кг/м³)
янв	-7,14	94,1	1,2326	-8,35	93,5	1,2303	-10,89	94,6	1,2568
фев	-7,29	94,4	1,2372	-8,5	93,8	1,2349	-11,06	95,0	1,2627
Март	-1,38	94	1,2052	-2,42	93,4	1,2021	-4,3	94,5	1,2251
апри мер	10,31	93,4	1,1481	9,59	92,8	1,1436	9,21	94,0	1,1602
май	16,28	93,3	1,1232	15,46	92,7	1,1191	16,12	93,8	1,1294
Июнь	19,58	92,8	1,1046	19,09	92,2	1,0993	19,75	93,2	1,1089
июл ь	20,15	92,6	1,1001	19,88	92	1,0939	20,39	93,1	1,1046
авг	16,84	92,9	1,1162	16,39	92,4	1,1119	16,89	93,4	1,1223
сентя брь	10,46	94,1	1,1561	9,75	93,5	1,1516	9,4	94,7	1,1672
Ок м	Согласно соответствующим статистическим данным, с каждым увеличением высоты на 100 м температура понижается на 0,6 °C. Средняя высота над уровнем моря мест установки турбин								
Нояб рь	5,97	93,7	1,1697	5,13	93,1	1,1657	4,22	94,2	1,1838
Декаб рь	-1,75	93,9	1,2055	-2,81	93,3	1,2025	-4,68	94,4	1,2253
Год	Ветропарк составляет примерно 678 м; а высота вала — 110 м, что означает, что средняя высота вала в этом ветропарке составляет 788 м. Необходимо экстраполировать плотность воздуха в этом ветропарке на основе плотности воздуха, рассчитанной								
Год	-7,36	94,2	1,2349	-8,57	93,7	1,2340	-11,13	94,8	1,2604
Год	6,2	93,6	1,1675	5,37	93	1,1634	4,47	94,1	1,1813

по данным с ветровых измерительных башен. Плотность воздуха на высоте h рассчитывается по следующей формуле: (Формула подразумевается с поправкой на высоту)

$$\rho_h = \rho_0 \cdot \exp\left(-\frac{h}{RT} \cdot \frac{1}{T_0 - \Gamma h}\right)$$

Где $\Gamma = 0,006 \text{ К/м}$.

Таблица 2.4-27 Результаты расчета плотности воздуха на средней высоте втулки

ID	Высота башни (м)	Плотность воздуха (кг/м³)	Рассчитанная высота плотности воздуха (м)	Экстраполированная плотность воздуха на средней высоте вала (кг/м³)
617970#	700	1,1675	708	1,1581
617945#	758	1,1634	766	1,1608
719#	685	1,1813	685	1,1692
Среднее				1,1627

На основании статистического расчета данных о температуре и давлении за период измерения ветра плотность воздуха на высоте вала ветровой электростанции для данной фазы принимается равной экстраполированной средней плотности воздуха на высоте вала, равной 1,1627 кг/м³.

2.5 Долгосрочная корректировка данных о ветре с башен для измерения ветра ()

Данные метеорологических станций, расположенных одновременно с ветроизмерительными башнями вблизи площадки ветропарка, не собирались. Поэтому для корреляционного анализа с данными ветроизмерительных башен выбраны данные ERA5. Согласно результатам корреляционного анализа, данные ERA5 имеют определенную корреляцию с данными трех ветровых башен, причем коэффициент R^2 для основного сектора в основном превышает 0,65. Таблица результатов корреляционного анализа данных ERA5 и данных ветровых башен приведена в таблице 2.5-1, а графики корреляционных зависимостей — на рисунках 2.5-1–2.5-3.

Таблица 2.5-1. Корреляционный анализ скорости ветра на высоте 100 м между данными метеорологических вышек и данными ERA5

Сектор	617970# по сравнению с ERA5	617945# по сравнению с ERA5	719# против ERA5
	Коэффициент корреляции R^2		
N	0,543	0,577	0,561
NNE	0,737	0,739	0,749
SE	0,687	0,696	0,691
BOCT	0,764	0,719	0,778
E	0,743	0,735	0,715
ESE	0,773	0,743	0,749
SE	0,677	0,673	0,693
SSE	0,688	0,699	0,715
S	0,675	0,703	0,695
SSW	0,761	0,782	0,762
SW	0,817	0,804	0,837
ЮЗ	0,809	0,798	0,829
W	0,721	0,757	0,738
ЗЗ	0,633	0,68	0,648
СЗ	0,655	0,648	0,66
СЗС	0,536	0,54	0,569
Все	0,711	0,716	0,722

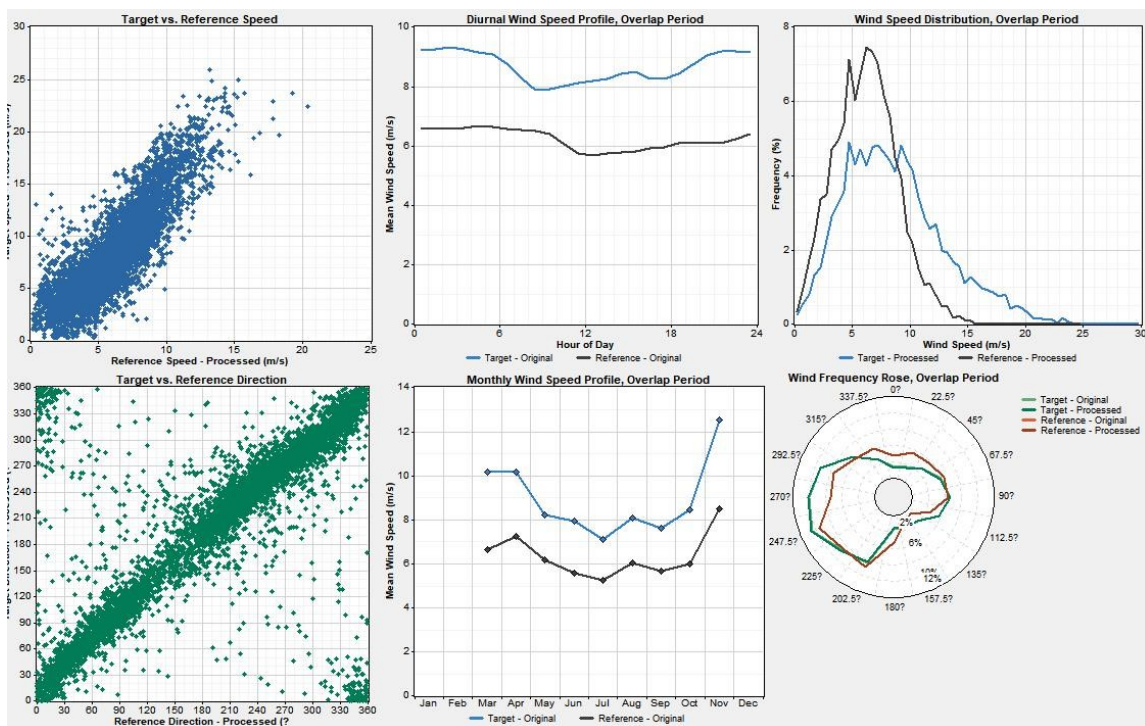


Рисунок 2.5-1 Диаграмма корреляционных отношений между башней 617970# и данными ERA5

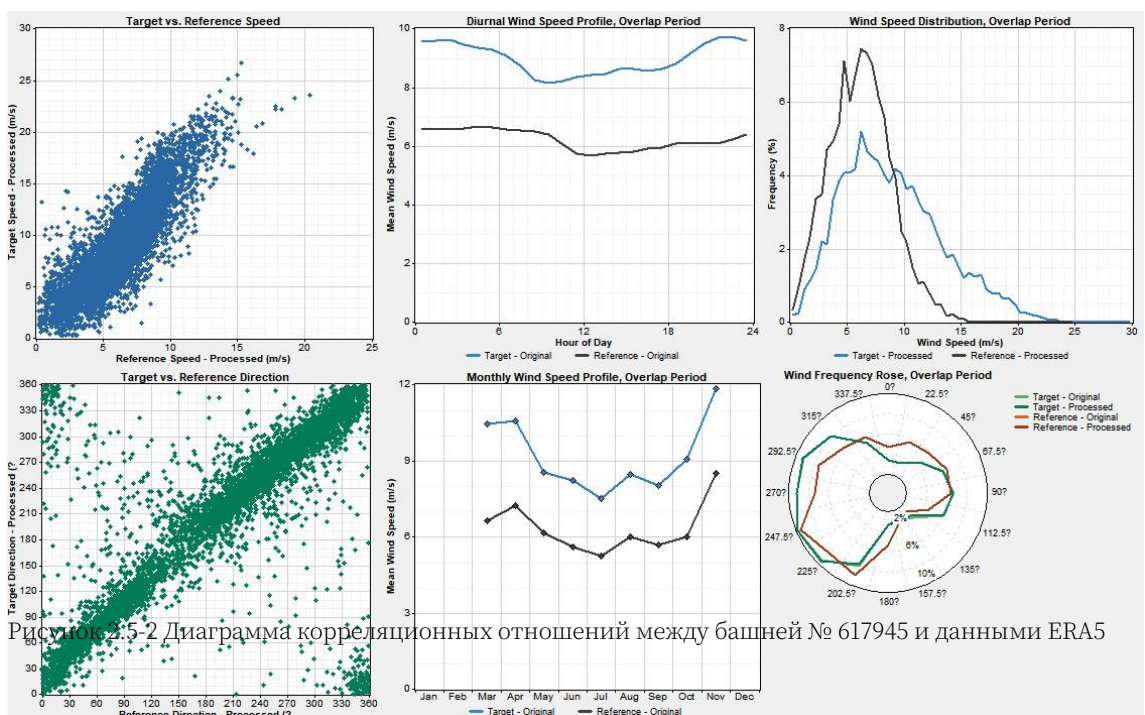


Рисунок 2.5-2 Диаграмма корреляционных отношений между башней № 617945 и данными ERA5

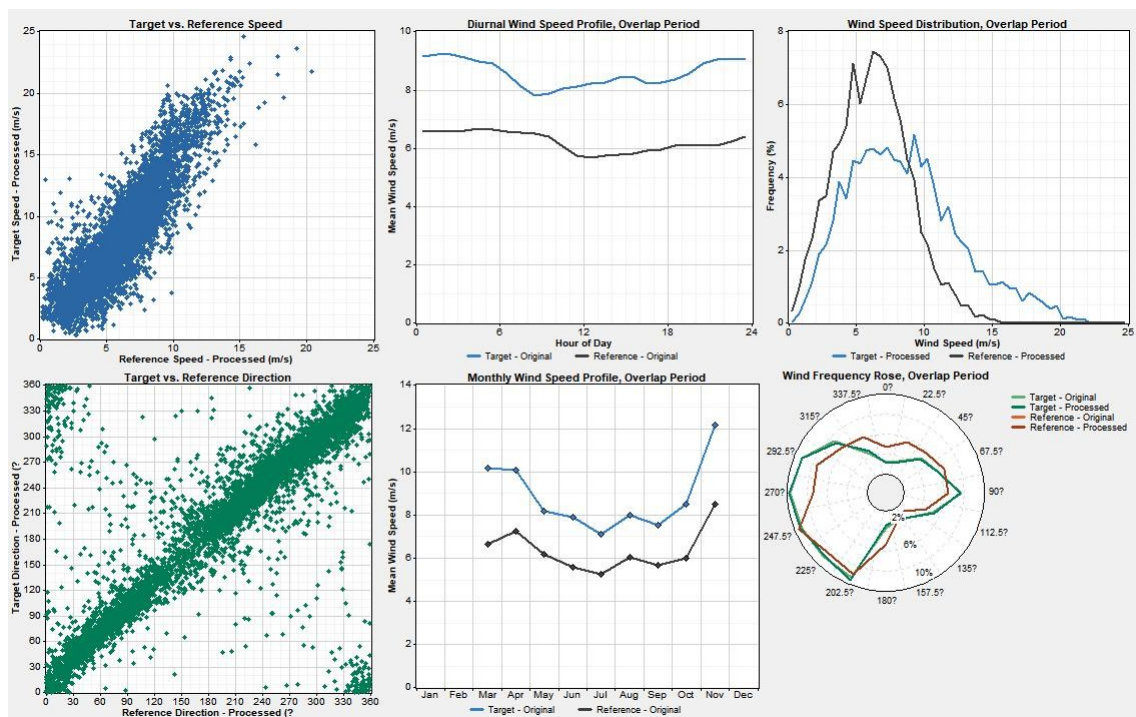


Рисунок 2.5-3 Диаграмма корреляционных отношений между башней № 719 и данными ERA5

Из приведенного выше анализа видно, что данные ERA5 имеют относительно хорошую корреляцию с данными измерительных башен ветропарка. Кроме того, основное направление ветра по данным ERA5 в течение соответствующего периода в основном совпадает с данными измерительных башен, а месячные и суточные колебания скорости ветра также в основном совпадают. Поэтому в данном отчете данные ERA5 используются в качестве базовых данных для долгосрочной корректировки.

Был проведен статистический анализ данных ERA5 о долгосрочных измерениях ветра за 1995–2024 годы (всего 30 лет). Результаты показывают, что долгосрочная средняя скорость ветра по данным ERA5 за период с 1995 по 2024 год составляет 6,81 м/с. Изменение долгосрочной средней скорости ветра по данным ERA5 за период с 1995 по 2024 год показано на рисунке 2.5-4.



Рисунок 2.5-4 Изменение долгосрочной средней скорости ветра по данным ERA5

Таблица 2.5-2 Относительная разница между периодом натурных измерений ERA5 и многолетней средней скоростью ветра

Идентификатор башни	Позиция	Среднее значение за последние 30 лет	Среднее за год наблюдений	Разница в процентах (%)
617970#	Средняя скорость ветра	6,81	6,54	-4,00%
617945#	Средняя скорость ветра	6,81	6,54	-4,00%
По результатам сравнения данных, данные ERA5 за период измерений с 16 ноября 2024 г. по 15 ноября 2025 г. примерно на 4,00% ниже среднего значения за 30 лет. Учитывая, что коэффициент полноты данных трех приборов для измерения ветра слишком низок, исходя из принципа осторожности, долгосрочная корректировка проводиться не будет, чтобы избежать введения дополнительной неопределенности. Это будет повторно проверено после того, как период измерений трех приборов для измерения ветра				
719	Средняя скорость ветра	6,81	6,54	-4,00%

достигнет одного полного года.

2.6 Анализ параметров ветровой энергии за репрезентативный год

2.6.1 Сезонные колебания скорости ветра и плотности ветровой энергии

На основе скорректированных данных за полный год для ветроизмерительной башни № 617970 был проведен статистический анализ среднемесячной скорости ветра и плотности ветровой энергии. Результаты представлены в таблице 2.6-1 и на рисунке 2.6-1. Анализ показывает:

1. Среднегодовая скорость ветра на разных высотных уровнях башни колеблется от 8,52 м/с до 9,38 м/с, а среднегодовая плотность ветровой энергии — от 631,8 Вт/м² до 918,3 Вт/м². На предлагаемой высоте вала 110 м среднегодовая скорость ветра составляет 9,29 м/с, а среднегодовая плотность ветровой мощности — 868,2 Вт/м².

2. Внутригодовые колебания ветровых ресурсов значительны. Если посмотреть на среднемесячные скорости ветра на разных высотах, то в зимнее полугодие периода наблюдений скорость ветра относительно высока, а в летнее полугодие — относительно низкая. Годовые колебания средней плотности ветровой энергии примерно соответствуют колебаниям средней скорости ветра.

Таблица 2.6-1 Статистика сезонных колебаний скорости ветра и плотности ветровой мощности для башни 617970#

Месяц	Скорость ветра (м/с)							Плотность ветровой мощности (Вт/м ²)						
	140	120	110	100	80	50	30	140	120	110	100	80	50	30
1	12,35	12,21	12,13	12,04	11,73	11,35	11,01	1793,1	1713,1	1672,9	1629,0	1484,0	1347,1	1223,3
2	9,50	9,47	9,43	9,38	9,18	8,84	8,58	877,4	855,7	843,5	830,4	768,5	670,6	607,8
3	10,56	10,48	10,41	10,32	10,01	9,52	9,11	1271,6	1223,7	1195,0	1164,9	1042,8	868,4	746,1
4	10,39	10,28	10,20	10,11	9,80	9,32	8,91	1197,2	1129,0	1096,7	1062,3	951,3	791,4	689,5
5	8,27	8,26	8,23	8,20	8,09	8,04	7,85	617,7	601,1	591,9	582,3	548,6	523,2	483,2
6	7,95	7,95	7,94	7,93	7,82	7,75	7,64	522,3	515,4	512,6	510,3	477,8	453,2	428,3
7	7,26	7,22	7,19	7,16	7,06	6,91	6,73	361,9	350,9	344,9	339,3	318,9	292,3	265,5
8	8,09	8,09	8,06	8,04	7,93	7,76	7,51	482,7	473,1	467,0	461,3	434,7	404,4	364,4
9	7,72	7,74	7,68	7,62	7,48	7,40	7,21	430,6	424,3	413,6	403,2	375,3	352,5	322,2

10	8,56	8,59	8,53	8,46	8,31	8,12	7,86	640,3	630,5	614,6	599,6	557,7	515,2	464,7
11	10,85	10,83	10,77	10,71	10,51	10,25	9,94	1438,8	1396,8	1368,6	1339,3	1254,9	1163,9	1066,2
12	10,80	10,70	10,63	10,56	10,29	9,93	9,60	1286,8	1232,1	1203,9	1173,1	1063,4	939,6	841,1
Год	9,38	9,34	9,29	9,23	9,04	8,79	8,52	918,3	886,8	868,2	848,9	780,4	700,6	631,8

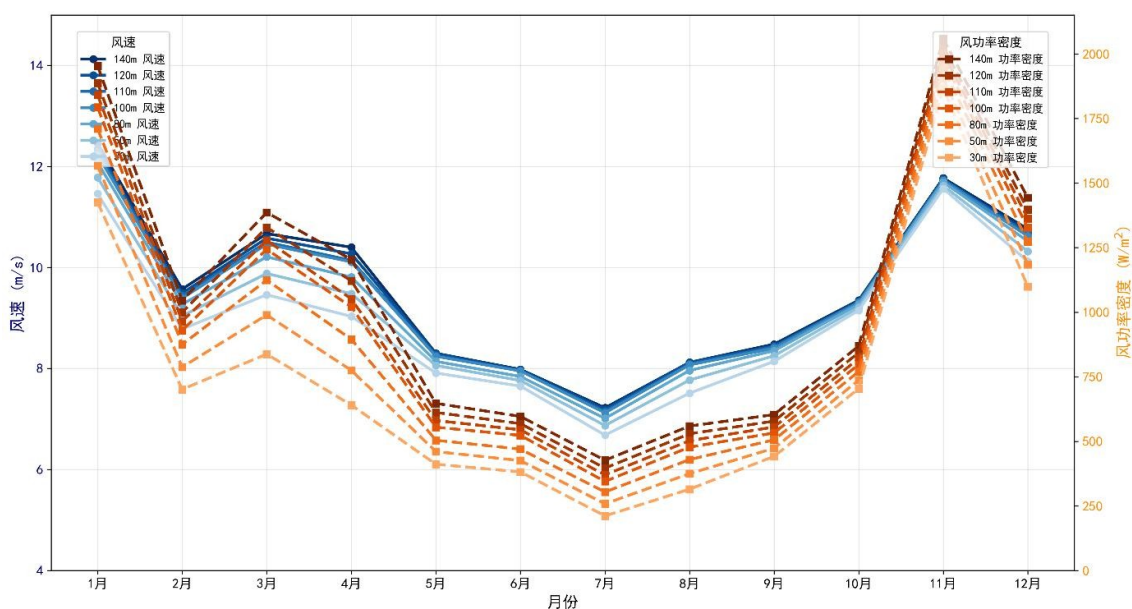


Рисунок 2.6-1 Схематическое изображение сезонных колебаний скорости ветра и плотности ветровой мощности на различных высотных уровнях башни № 617970

На основе скорректированных данных за полный год, полученных на измерительной вышке 617945#

был проведен статистический анализ среднемесячной скорости ветра и плотности ветровой энергии. Результаты представлены в таблице 2.6-2 и на рисунке 2.6-2. Анализ показывает:

Годовая средняя скорость ветра на разных высотных уровнях башни колеблется от 8,15 м/с до 9,52 м/с, а годовая средняя плотность ветровой энергии — от 514 Вт/м² до 900,5 Вт/м². На предлагаемой высоте вала 110 м среднегодовая скорость ветра составляет 9,38 м/с, а среднегодовая плотность ветровой мощности — 842,1 Вт/м². Внутригодовые колебания ветровых ресурсов значительны. Если посмотреть на среднемесячные скорости ветра на разных высотах, то скорость ветра в зимнее полугодие периода наблюдений относительно высока, в то время как в летнее полугодие — относительно низкая. Годовые колебания средней плотности ветровой энергии примерно аналогичны колебаниям средней скорости ветра.

Таблица 2.6-2 Статистика сезонных колебаний скорости ветра и плотности ветровой мощности для башни № 617945

Месяц	Скорость ветра (м/с)							Плотность ветровой энергии (Вт/м²)						
	140	120	110	100	80	50	30	140	120	110	100	80	50	30
1	12,09	11,93	11,83	11,70	11,33	10,57	9,80	1606,9	1535,3	1482,7	1427,8	1268,3	1008,4	796,9
2	9,75	9,68	9,62	9,56	9,39	9,02	8,54	924,4	901,2	873,8	861,1	800,4	706,6	597,5
3	10,55	10,43	10,35	10,22	9,88	9,13	8,41	1187,1	1137,3	1101,9	1059,4	926,0	696,1	529,1
4	10,53	10,41	10,31	10,20	9,90	9,20	8,53	1203,9	1151,7	1107,6	1075,5	963,8	763,2	615,8
5	8,57	8,52	8,50	8,44	8,33	8,07	7,68	643,7	625,5	612,6	601,6	564,9	498,3	425,2
6	8,18	8,14	8,14	8,11	8,02	7,80	7,47	563,0	553,3	540,1	536,9	507,0	461,6	401,1
7	7,55	7,48	7,44	7,44	7,38	7,13	6,80	398,4	387,9	378,6	376,2	360,6	321,2	277,3
8	8,46	8,41	8,39	8,35	8,22	7,85	7,44	546,5	538,8	525,8	520,0	488,4	418,1	356,4
9	8,09	8,05	8,04	7,95	7,81	7,60	7,29	473,8	464,0	455,3	444,3	413,4	376,0	330,5
10	9,09	9,04	8,98	8,92	8,76	8,50	8,14	784,8	757,2	732,3	713,2	650,6	578,3	510,3
11	10,51	10,40	10,32	10,23	9,96	9,47	8,91	1229,4	1183,5	1145,5	1112,3	1010,5	873,2	741,7
12	10,69	10,55	10,47	10,36	10,05	9,36	8,66	1181,1	1128,4	1091,6	1050,6	931,4	719,5	553,5
Год	9,52	9,44	9,38	9,31	9,10	8,65	8,15	900,5	868,7	842,1	819,4	744,4	621,6	514,0

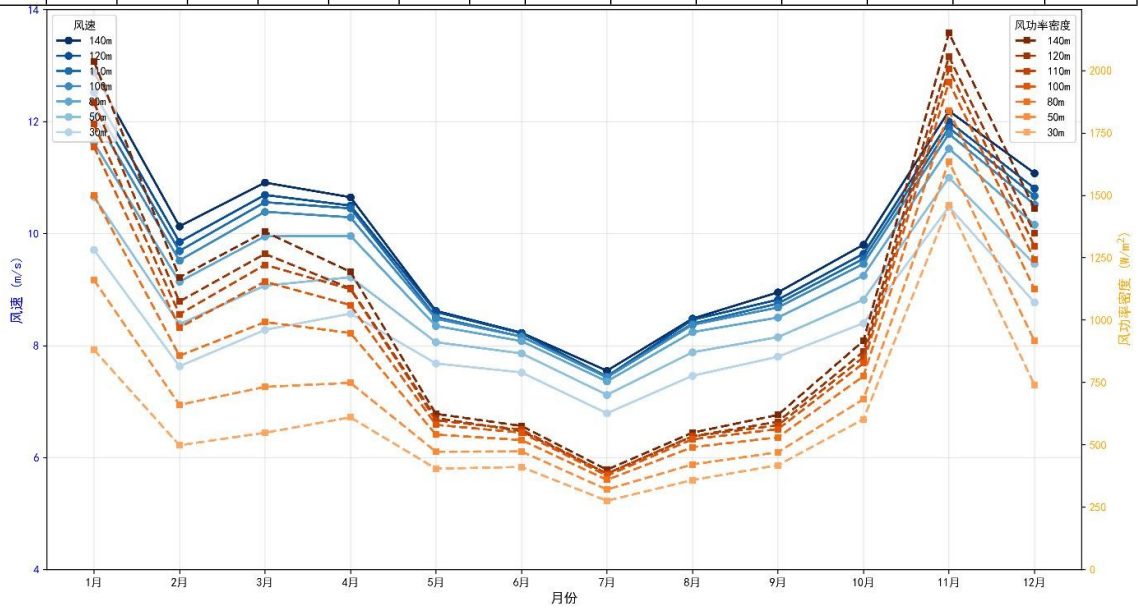


Рисунок 2.6-2 Схематическое изображение сезонных колебаний скорости ветра и плотности ветровой мощности на различных высотных уровнях башни № 617945 (порядок: уровни измерения 100 м, 90 м, 70 м, 50 м, 30 м, 10 м)

На основе скорректированных данных за полный год для ветроизмерительной башни № 719 были статистически проанализированы среднемесячные значения скорости ветра и плотности ветровой мощности

. Результаты представлены в таблице 2.6-3 и на рисунке 2.6-3. Анализ показывает:

Годовая средняя скорость ветра на разных высотных уровнях башни колеблется от 8,21 м/с до 9,49 м/с, а годовая средняя плотность мощности ветра — от 543,3 Вт/м² до 903,9 Вт/м². На предлагаемой высоте вала 110 м среднегодовая скорость ветра составляет 9,24 м/с, а среднегодовая плотность ветровой мощности — 821,9 Вт/м². Внутригодовые колебания ветровых ресурсов значительны. Если посмотреть на среднемесячные скорости ветра на разных высотах, то в зимнее полугодие периода наблюдений скорость ветра относительно высока, тогда как в летнее полугодие — относительно низкая. Годовые колебания средней плотности ветровой энергии в целом схожи с колебаниями средней скорости ветра. Таблица 2.6-3 Статистика сезонных колебаний скорости ветра и плотности ветровой

для башни № 719

Месяц	Скорость ветра (м/с)							Плотность ветровой энергии (Вт/м ²)						
	140	120	110	100	80	50	40	140	120	110	100	80	50	40
1	12,32	12,09	11,96	11,82	11,48	10,76	10,43	1755,1	1648,6	1587,4	1523,7	1378,1	1102,3	997,0
2	9,56	9,42	9,33	9,24	9,02	8,58	8,37	863,9	822,2	797,5	771,6	713,1	605,2	563,4
3	10,72	10,53	10,41	10,28	9,93	9,19	8,87	1301,5	1228,8	1180,5	1132,0	1006,2	765,5	679,9
4	10,50	10,29	10,17	10,03	9,70	9,00	8,70	1144,6	1063,7	1017,8	971,8	868,1	678,8	611,8
5	8,43	8,31	8,25	8,18	8,03	7,71	7,54	584,4	553,0	536,5	520,0	483,4	418,3	391,5
6	8,14	8,04	7,99	7,93	7,80	7,52	7,37	531,9	510,0	497,1	484,2	453,3	395,3	372,3
7	7,34	7,22	7,15	7,08	6,92	6,58	6,42	365,4	344,8	333,8	323,0	299,6	253,1	234,6
8	8,28	8,15	8,08	8,00	7,81	7,38	7,18	500,0	476,2	461,3	446,5	411,9	343,5	316,3
9	7,82	7,69	7,62	7,55	7,39	7,08	6,95	427,6	401,7	388,5	375,4	348,2	303,2	287,9
10	8,80	8,68	8,60	8,52	8,36	8,05	7,88	664,1	629,0	608,5	588,4	549,6	487,5	459,3
11	10,82	10,64	10,53	10,42	10,18	9,64	9,38	1329,3	1248,2	1205,7	1161,9	1070,2	903,5	837,3
12	10,86	10,67	10,55	10,43	10,14	9,49	9,19	1293,3	1216,6	1171,3	1124,1	1013,9	799,2	715,9
Год	9,49	9,33	9,24	9,15	8,92	8,43	8,21	903,9	851,8	821,9	791,3	721,9	592,6	543,3

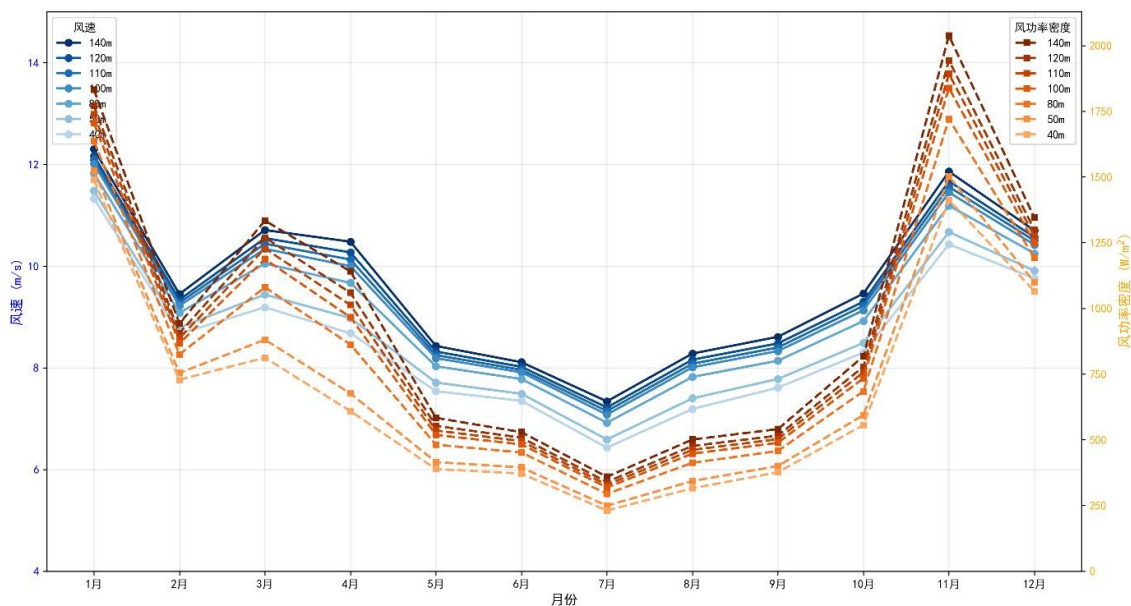


Рисунок 2.6-3 Схематическое изображение сезонных колебаний скорости ветра и плотности ветровой мощности на различных высотных уровнях башни № 719

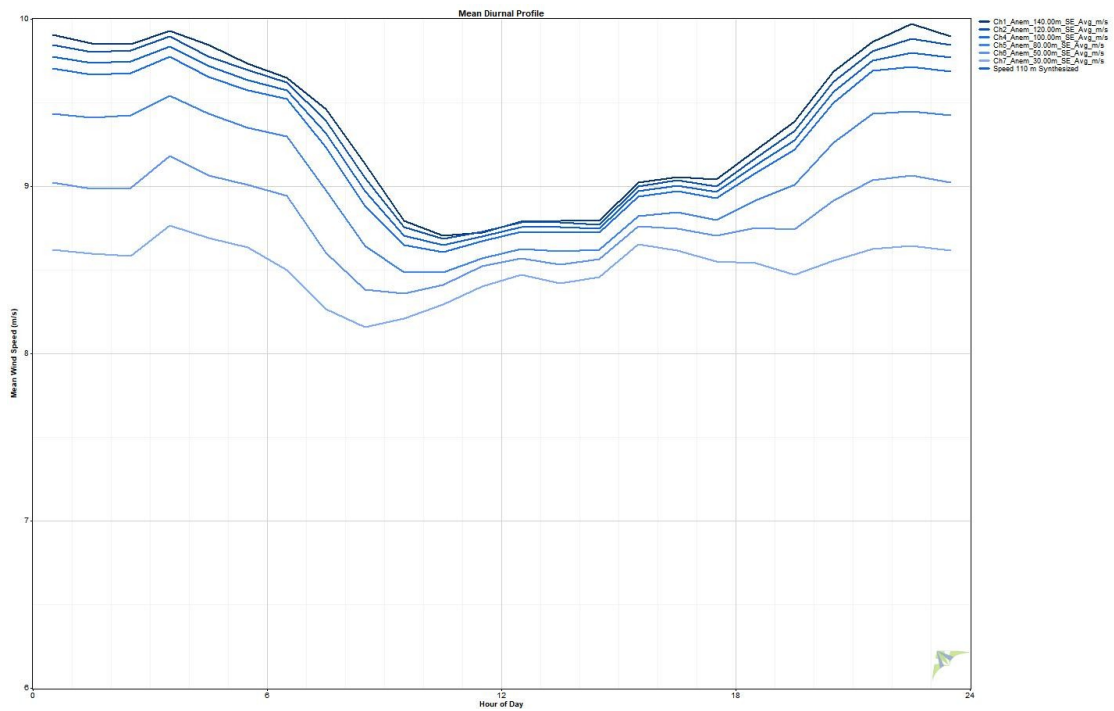
2.6.2 Суточные колебания скорости ветра и плотности ветровой энергии

Результаты статистического анализа суточных колебаний скорости ветра и плотности ветровой энергии на различных высотных уровнях ветроизмерительной башни № 617970 представлены в таблице 2.6-4 и на рисунке 2.6-4. Из рисунка видно, что тенденции суточных колебаний средней скорости ветра и эффективной плотности ветровой энергии в основном совпадают: при увеличении средней скорости ветра увеличивается и средняя плотность ветровой энергии, и наоборот. Также видно, что суточные колебания средней скорости ветра и средней плотности ветровой мощности относительно заметны: пиковое значение наблюдается примерно в 23:00, а минимальное — около 09:00.

Таблица 2.6-4 Средняя почасовая скорость ветра и плотность ветровой мощности для башни 617970#

Период времени	Скорость ветра (м/с)							Плотность мощности ветра (Вт/м²)						
	140	120	110	100	80	50	30	140	120	110	100	80	50	30
00:00 - 01:00	9,91	9,85	9,78	9,71	9,44	9,03	8,62	1037	1000	977	955	867	752	658
01:00 — 02:00	9,86	9,81	9,74	9,67	9,41	8,99	8,60	1009	972	947	921	834	716	631
02:00 — 03:00	9,85	9,82	9,75	9,68	9,43	8,99	8,59	992	956	931	905	821	703	616
03:00 — 04:00	9,93	9,90	9,84	9,78	9,55	9,19	8,77	1033	997	973	948	863	757	662

04:00 — 05:00	9,85	9,78	9,72	9,66	9,44	9,07	8,69	1028	983	959	933	850	735	646
05:00 — 06:00	9,74	9,70	9,64	9,58	9,35	9,01	8,64	1006	966	942	918	835	730	641
06:00–07:00	9,65	9,62	9,58	9,52	9,30	8,95	8,50	989	953	933	912	834	730	630
07:00–08:00	9,47	9,40	9,32	9,23	8,98	8,60	8,27	966	927	902	876	794	691	612
08:00–09:00	9,14	9,06	8,97	8,89	8,65	8,39	8,16	882	843	819	794	719	634	577
09:00 - 10:00	8,80	8,76	8,71	8,65	8,49	8,36	8,21	790	764	748	732	674	626	583
10:00–11:00	8,71	8,69	8,65	8,61	8,49	8,41	8,30	743	725	713	701	658	624	589
11:00–12:00	8,73	8,73	8,70	8,67	8,57	8,52	8,41	760	745	736	725	684	653	613
12:00–13:00	8,79	8,79	8,76	8,73	8,63	8,57	8,48	787	770	761	751	709	672	634
13:00–14:00	8,80	8,79	8,76	8,73	8,61	8,54	8,42	818	798	786	773	725	681	641
14:00–15:00	8,80	8,77	8,75	8,73	8,62	8,57	8,46	803	781	771	760	716	679	641
15:00 - 16:00	9,02	9,00	8,97	8,94	8,83	8,76	8,66	862	835	823	809	757	717	677
16:00–17:00	9,06	9,04	9,01	8,98	8,85	8,75	8,62	861	837	824	809	756	704	658
17:00–18:00	9,04	9,00	8,97	8,93	8,80	8,71	8,56	863	832	818	803	748	702	651
18:00–19:00	9,22	9,17	9,13	9,08	8,92	8,75	8,54	884	854	839	822	763	705	641
19:00 - 20:00	9,39	9,34	9,28	9,22	9,01	8,75	8,47	900	871	854	836	769	689	615
20:00 - 21:00	9,69	9,63	9,57	9,50	9,27	8,92	8,56	967	933	912	890	817	718	632
21:00 - 22:00	9,87	9,81	9,76	9,70	9,44	9,04	8,63	1006	968	949	930	844	731	636
22:00 — 23:00	9,97	9,88	9,80	9,72	9,45	9,07	8,65	1021	976	950	923	838	730	634
23:00 — 24:00	9,90	9,85	9,77	9,69	9,43	9,03	8,62	1033	997	972	946	855	739	646



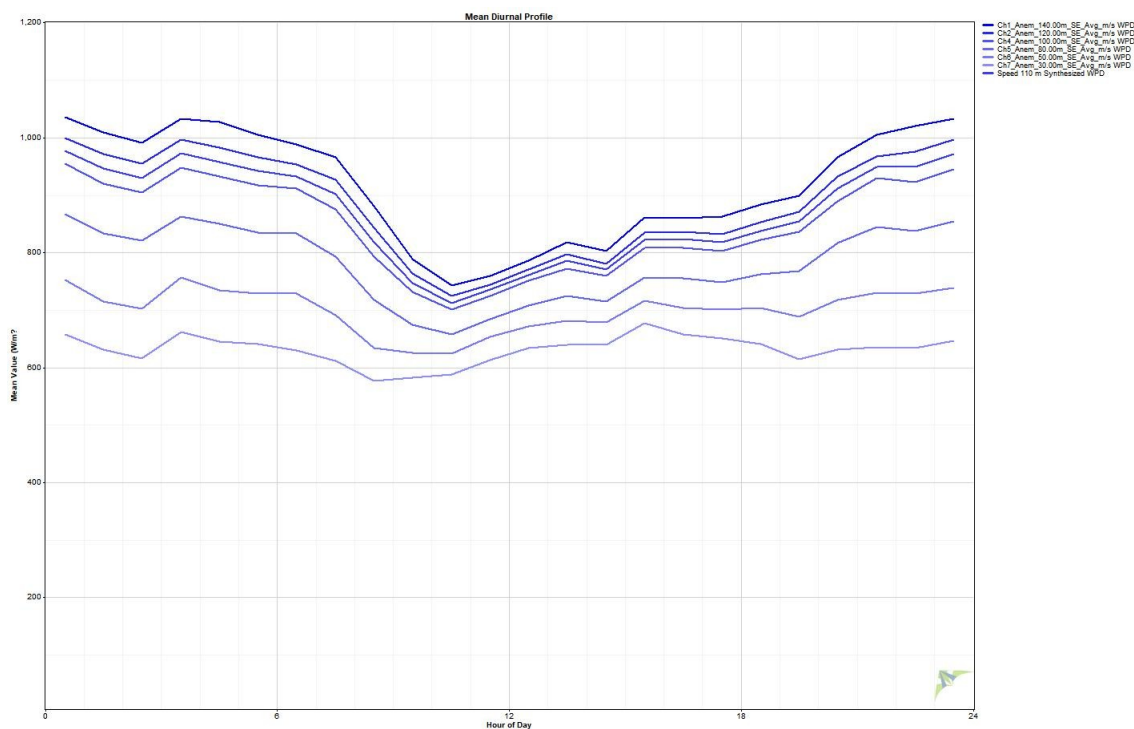


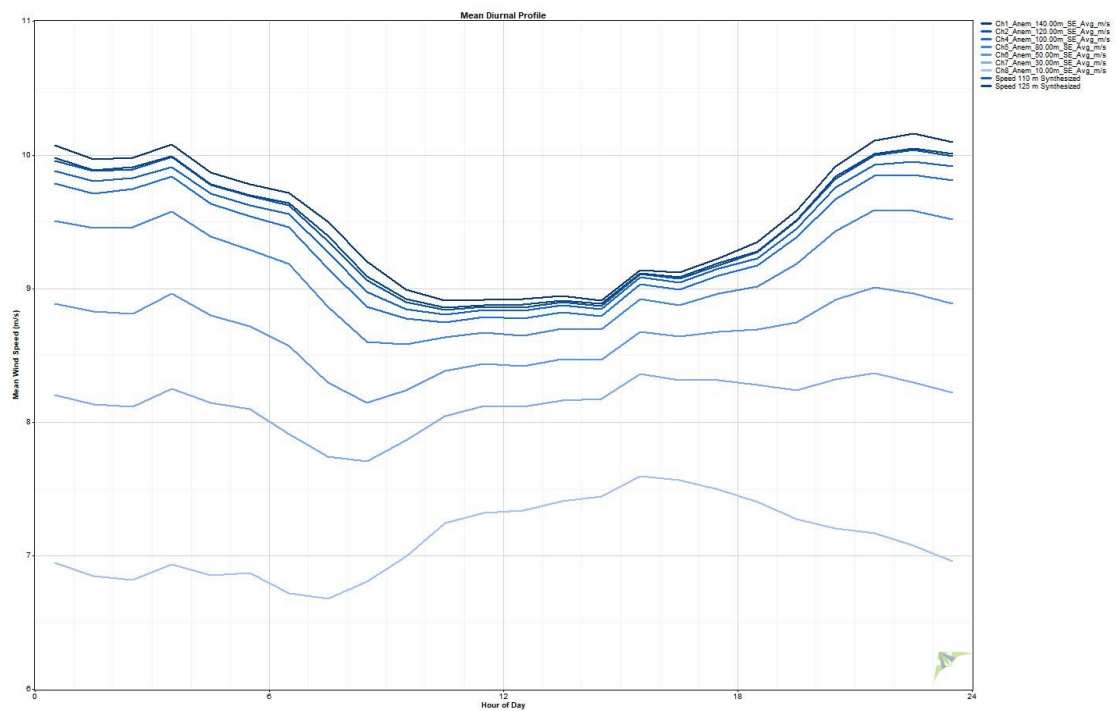
Рисунок 2.6-4 Схематическое изображение суточных колебаний скорости ветра и плотности мощности ветра на различных высотных уровнях башни № 617970

Результаты статистического анализа суточных колебаний скорости ветра и плотности ветровой энергии на различных высотных уровнях ветроизмерительной башни № 617945 приведены в таблице 2.6-5 и на рисунке 2.6-5. Из рисунка видно, что тенденции суточных колебаний средней скорости ветра и эффективной плотности ветровой энергии в основном совпадают: при увеличении средней скорости ветра увеличивается и средняя плотность ветровой энергии, и наоборот. Также видно, что суточные колебания средней скорости ветра и средней плотности ветровой мощности относительно заметны: пиковое значение наблюдается примерно в 23:00, а минимальное — около 09:00.

Таблица 2.6-5 Средняя почасовая скорость ветра и плотность ветровой мощности для башни № 617945

Период времени	Скорость ветра (м/с)							Плотность мощности ветра (Вт/м²)						
	140	120	110	100	80	50	30	140	120	110	100	80	50	30
00:00 - 01:00	10,08	9,96	9,88	9,79	9,51	8,89	8,20	1020	974	940	908	807	638	498
01:00 — 02:00	9,97	9,88	9,81	9,71	9,45	8,83	8,14	983	944	910	878	786	622	485
02:00 - 03:00	9,98	9,90	9,83	9,74	9,46	8,81	8,12	967	930	899	873	779	614	481

03:00 - 04:00	10.08	9,99	9,91	9,84	9,58	8,97	8,25	1016	976	942	916	818	652	508
04:00 - 05:00	9,87	9,78	9,71	9,64	9,39	8,80	8,15	990	950	916	887	793	629	494
05:00 - 06:00	9,78	9,69	9,63	9,54	9,29	8,72	8,10	989	952	918	887	792	627	495
06:00-07:00	9,72	9,63	9,56	9,46	9,19	8,57	7,92	966	932	899	868	769	603	475
07:00 - 08:00	9,50	9,36	9,27	9,15	8,87	8,30	7,74	909	863	831	801	709	568	461
08:00 - 09:00	9,21	9,06	8,98	8,86	8,60	8,14	7,71	855	810	779	750	667	546	452
09:00 - 10:00	9,00	8,90	8,85	8,78	8,59	8,24	7,87	783	754	731	711	644	550	468
10:00-11:00	8,91	8,84	8,81	8,75	8,64	8,39	8,05	743	719	701	686	638	567	495
11:00-12:00	8,92	8,86	8,84	8,79	8,68	8,44	8,12	743	724	709	696	653	587	517
12:00-13:00	8,92	8,86	8,84	8,78	8,65	8,42	8,12	769	749	733	719	671	603	532
13:00-14:00	8,95	8,90	8,88	8,82	8,70	8,47	8,17	784	767	749	734	685	618	544
14:00-15:00	8,91	8,87	8,85	8,79	8,70	8,47	8,17	775	759	742	729	687	620	549
15:00-16:00	9,14	9,11	9,09	9,04	8,92	8,68	8,36	839	824	805	790	739	660	579
16:00-17:00	9,12	9,08	9,05	8,99	8,88	8,64	8,32	821	803	784	771	720	645	565
17:00-18:00	9,23	9,18	9,15	9,10	8,96	8,68	8,32	841	816	797	781	724	636	549
18:00-19:00	9,35	9,27	9,23	9,18	9,02	8,70	8,28	876	848	826	813	752	654	554
19:00 - 20:00	9,58	9,51	9,45	9,38	9,19	8,75	8,24	902	874	849	831	762	642	532
20:00 - 21:00	9,92	9,82	9,76	9,67	9,43	8,92	8,32	975	939	912	889	808	669	542
21:00-22:00	10,11	10,00	9,93	9,85	9,59	9,01	8,37	1028	985	956	933	840	678	543
22:00 - 23:00	10,16	10,04	9,95	9,85	9,58	8,97	8,30	1020	975	937	905	813	648	512
23:00 - 24:00	10,10	9,99	9,92	9,81	9,52	8,89	8,23	1021	979	945	911	809	641	504



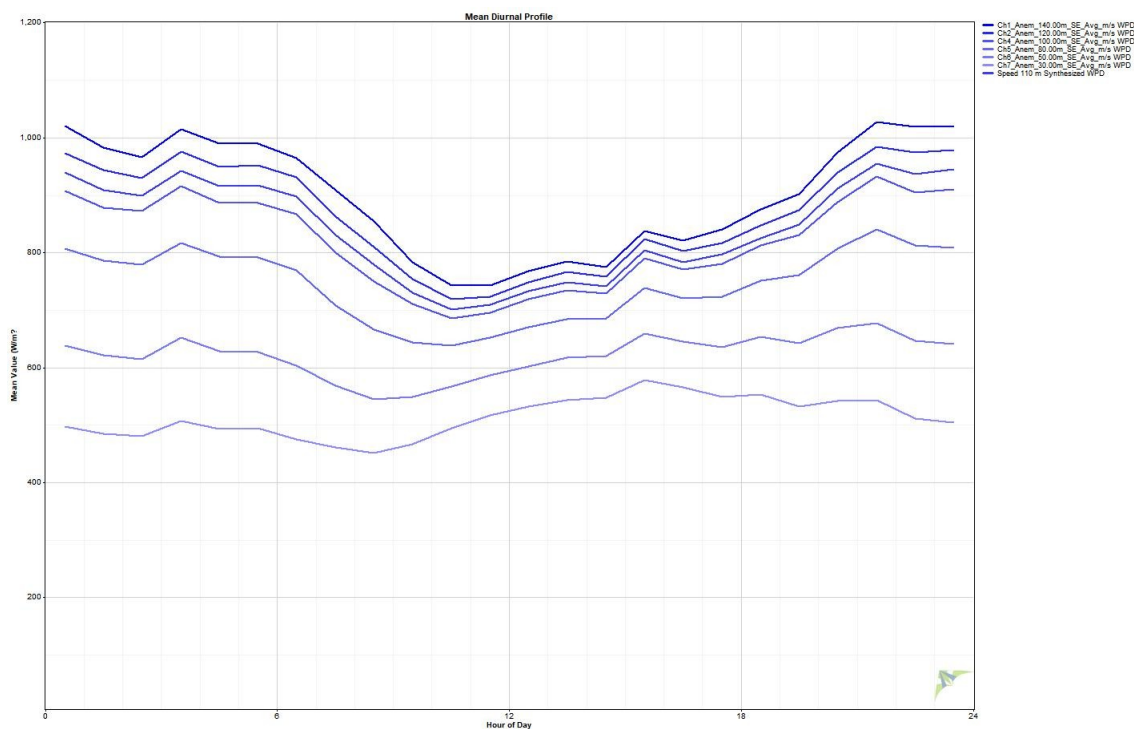


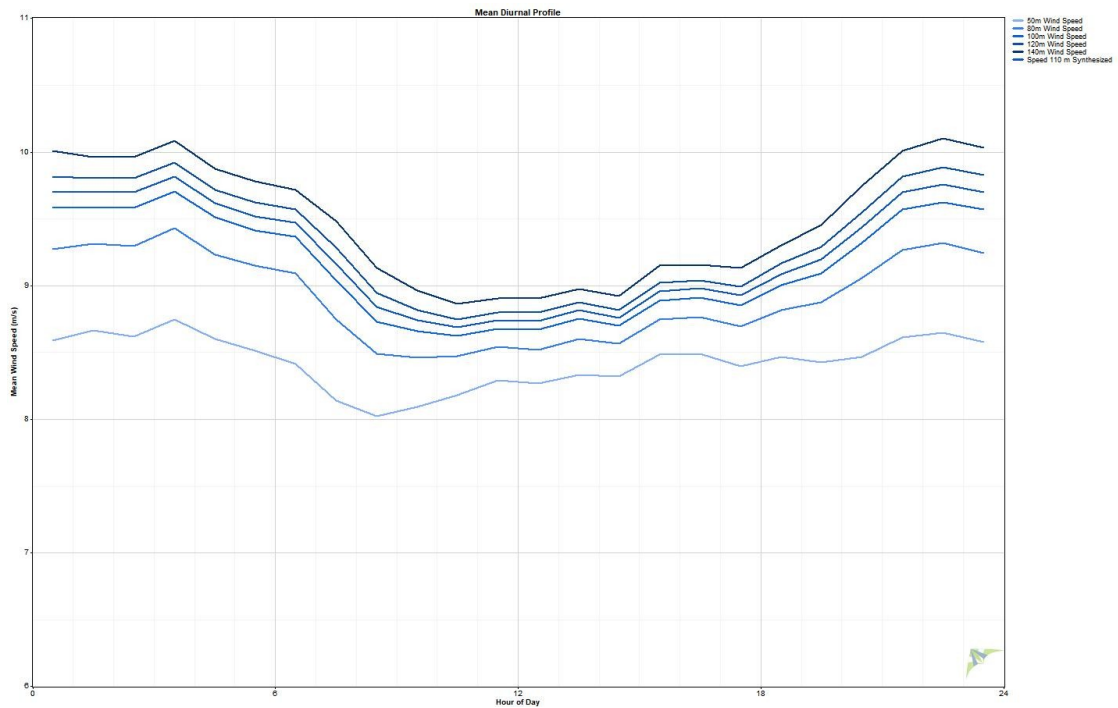
Рисунок 2.6-5 Схематическое изображение суточных колебаний скорости ветра и плотности ветровой мощности на различных высотных уровнях башни № 617945

Результаты статистического анализа суточных колебаний скорости ветра и плотности ветровой энергии на различных высотных уровнях ветроизмерительной башни № 719 приведены в таблице 2.6-6 и на рисунке 2.6-6. Из рисунка видно, что тенденции суточных колебаний средней скорости ветра и эффективной плотности ветровой энергии в основном совпадают: при увеличении средней скорости ветра увеличивается и средняя плотность ветровой энергии, и наоборот. Также видно, что суточные колебания средней скорости ветра и средней плотности ветровой мощности относительно заметны: пиковое значение наблюдается примерно в 23:00, а минимальное — около 09:00.

Таблица 2.6-6 Средняя почасовая скорость ветра и плотность ветровой мощности для башни № 719

Период времени	Скорость ветра (м/с)						Плотность ветровой мощности (Вт/м²)					
	140	120	110	100	80	50	140	120	110	100	80	50
00:00 - 01:00	10,01	9,82	9,71	9,59	9,28	8,59	1023	957	920	883	790	615

01:00 — 02:00	9,96	9,80	9,70	9,59	9,32	8,67	994	936	900	865	782	615
02:00 – 03:00	9,96	9,80	9,70	9,59	9,30	8,62	986	926	890	853	765	603
03:00 - 04:00	10,09	9,92	9,82	9,71	9,43	8,75	1038	974	937	899	808	633
04:00 — 05:00	9,87	9,72	9,62	9,51	9,24	8,60	1008	945	907	868	781	617
05:00–06:00	9,78	9,62	9,52	9,42	9,15	8,51	991	930	893	856	769	604
06:00–07:00	9,72	9,57	9,47	9,37	9,09	8,42	974	918	885	851	769	601
07:00–08:00	9,48	9,29	9,17	9,04	8,75	8,14	925	865	830	796	716	568
08:00 - 09:00	9,13	8,95	8,84	8,73	8,49	8,02	859	799	767	735	667	541
09:00 – 10:00	8,97	8,82	8,74	8,66	8,46	8,09	793	749	725	700	640	537
10:00–11:00	8,87	8,75	8,69	8,62	8,47	8,18	744	709	690	671	626	543
11:00–12:00	8,91	8,80	8,74	8,68	8,54	8,29	753	723	705	686	643	564
12:00–13:00	8,91	8,80	8,74	8,67	8,52	8,27	777	743	723	703	656	577
13:00–14:00	8,98	8,88	8,82	8,75	8,60	8,33	802	766	745	723	673	589
14:00–15:00	8,93	8,82	8,76	8,70	8,57	8,32	785	749	729	708	664	585
15:00–16:00	9,15	9,03	8,96	8,89	8,75	8,48	843	800	777	753	702	614
16:00 – 17:00	9,16	9,04	8,98	8,91	8,76	8,49	839	800	777	753	702	613
17:00–18:00	9,13	9,00	8,93	8,85	8,70	8,40	836	789	764	739	684	588
18:00 - 19:00	9,30	9,17	9,09	9,01	8,82	8,47	870	824	798	772	713	609
19:00 - 20:00	9,45	9,29	9,20	9,10	8,88	8,43	887	838	808	776	711	592
20:00 - 21:00	9,75	9,55	9,44	9,32	9,06	8,47	930	872	838	804	732	590
21:00 - 22:00	10,01	9,82	9,70	9,57	9,27	8,61	999	934	899	865	776	611
22:00 — 23:00	10,10	9,89	9,76	9,62	9,32	8,65	1015	945	906	866	780	613
23:00 – 24:00	10,03	9,83	9,70	9,57	9,25	8,58	1020	951	911	870	774	603



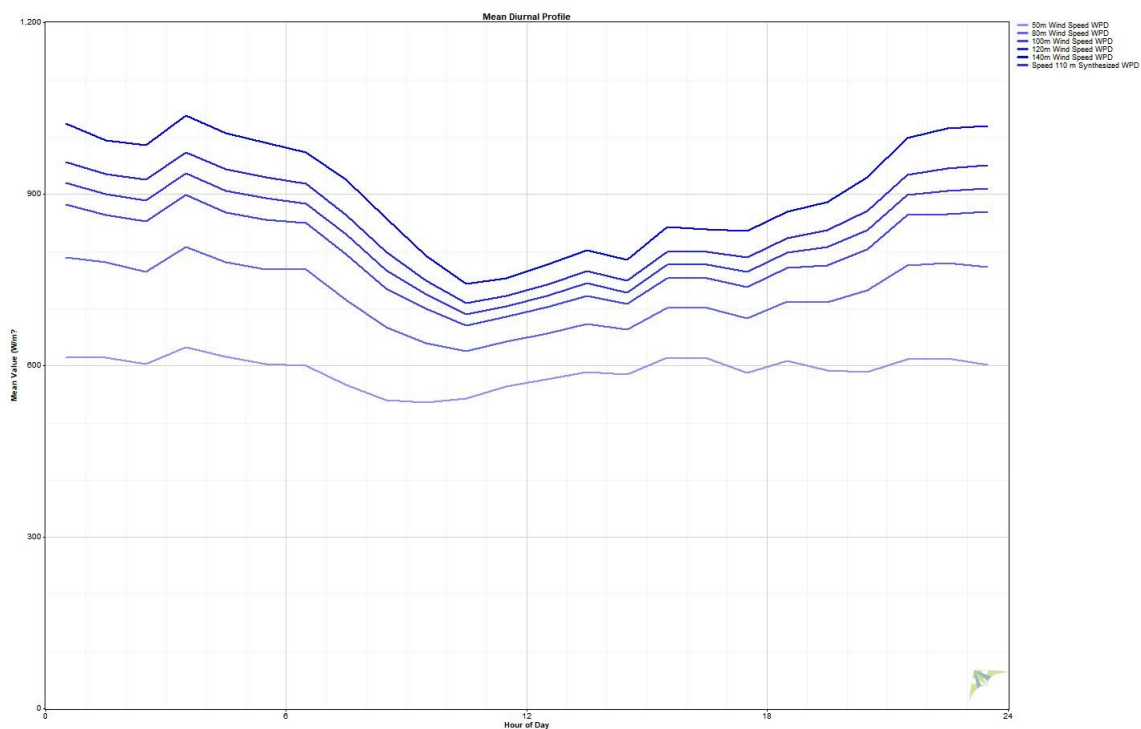
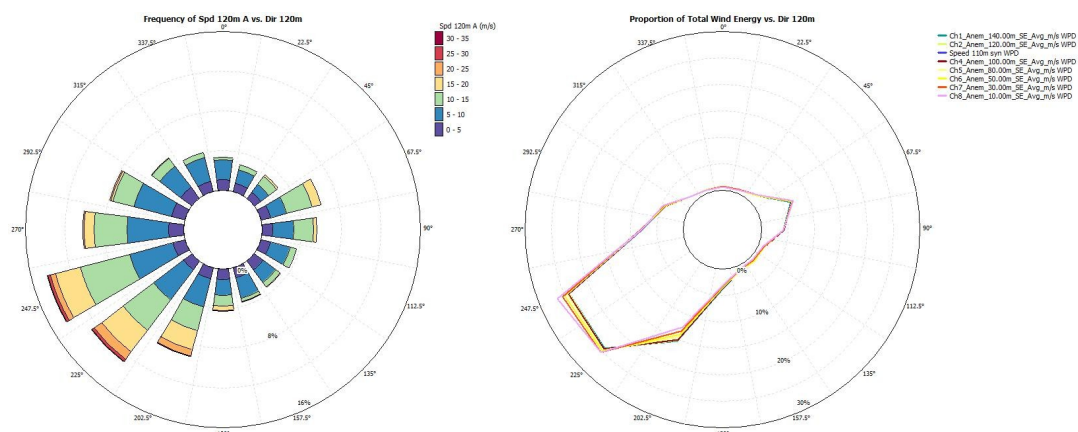


Рисунок 2.6-6 Схематическое изображение суточных колебаний скорости ветра и плотности ветровой энергии на различных высотных уровнях башни № 719

2.6.3 Статистика направления ветра и распределения ветровой энергии

Частота направлений ветра и распределение плотности энергии ветра на высоте 120 м на ветровой вышке № 617970 показаны на рисунках 2.6-7–2.6-9. Годовое направление ветра на высоте 120 м в основном сосредоточено в направлении ЗЮЗ, а основное направление энергии ветра в целом соответствует распределению направлений ветра, сосредоточиваясь преимущественно в направлениях ЗЮЗ и ЮЗ.



Годовая роза направлений ветра

Роза годовой энергии ветра Рисунок

2.6-7 Диаграммы розы направления ветра и розы направления энергии ветра на высоте 120 м башни № 617970

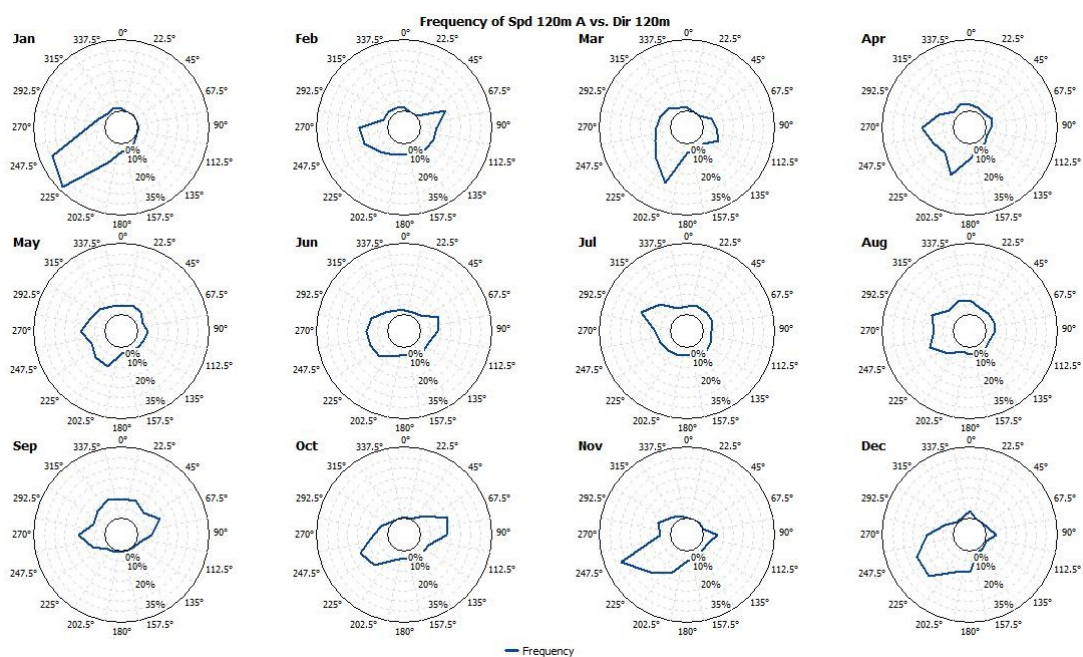


Рисунок 2.6-8 Месячные розы направления ветра на высоте 120 м башни № 617970

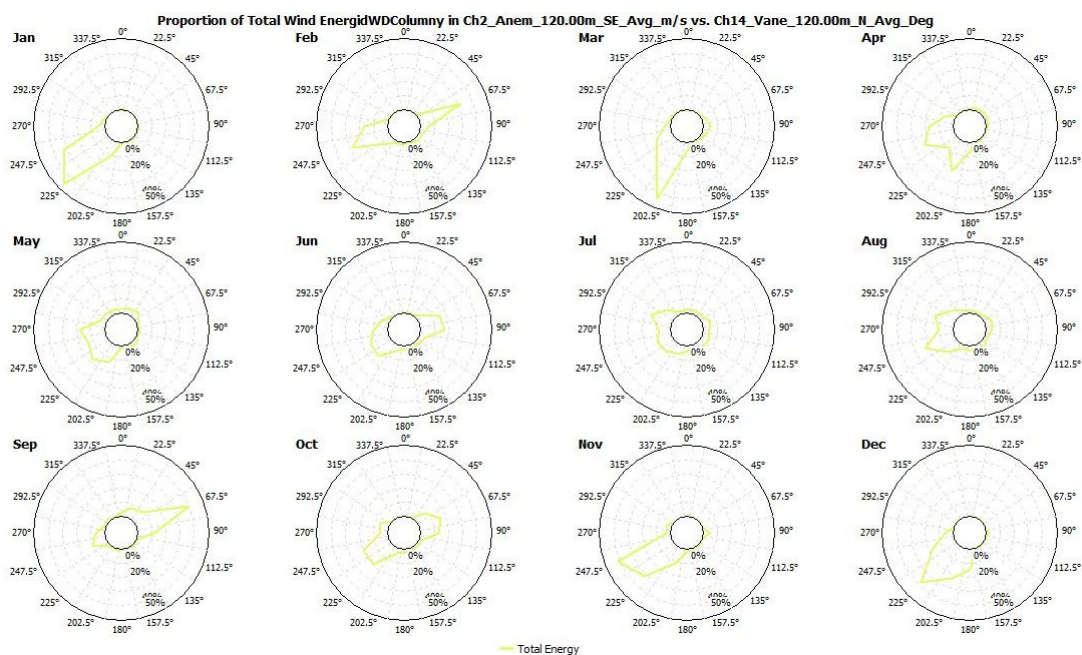
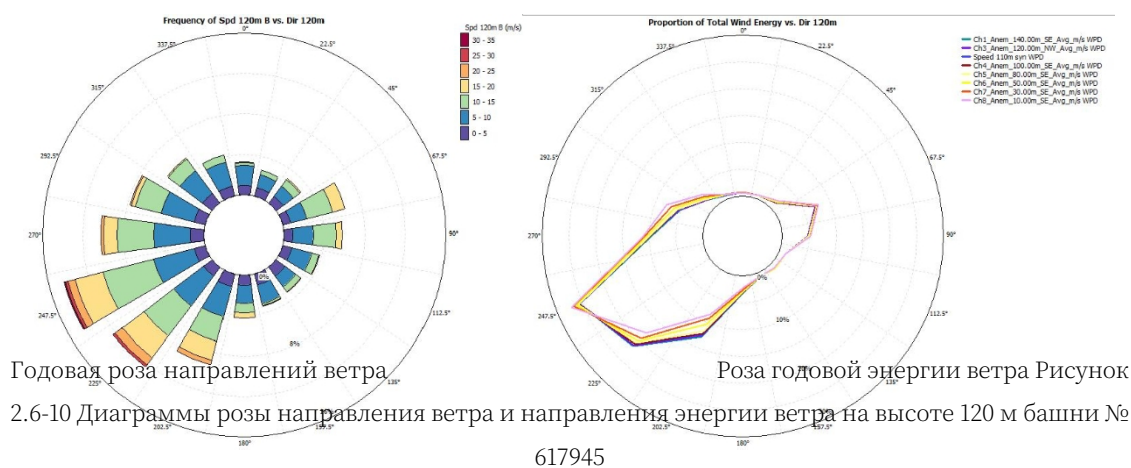


Рисунок 2.6-9 Месячные розы направления энергии ветра на высоте 120 м башни № 617970

Частота направлений ветра и распределение плотности ветровой энергии на высоте 120 м на ветровой вышке № 617945 показаны на рисунках 2.6-10–2.6-12. Годовое направление ветра на высоте 120 м в основном сосредоточено в направлении ЗЮЗ, а основное направление ветровой энергии в целом соответствует распределению направлений ветра, сосредоточиваясь преимущественно в направлении ЗЮЗ.



Годовая роза направлений ветра
Роза годовой энергии ветра Рисунок
2.6-10 Диаграммы розы направления ветра и направления энергии ветра на высоте 120 м башни № 617945

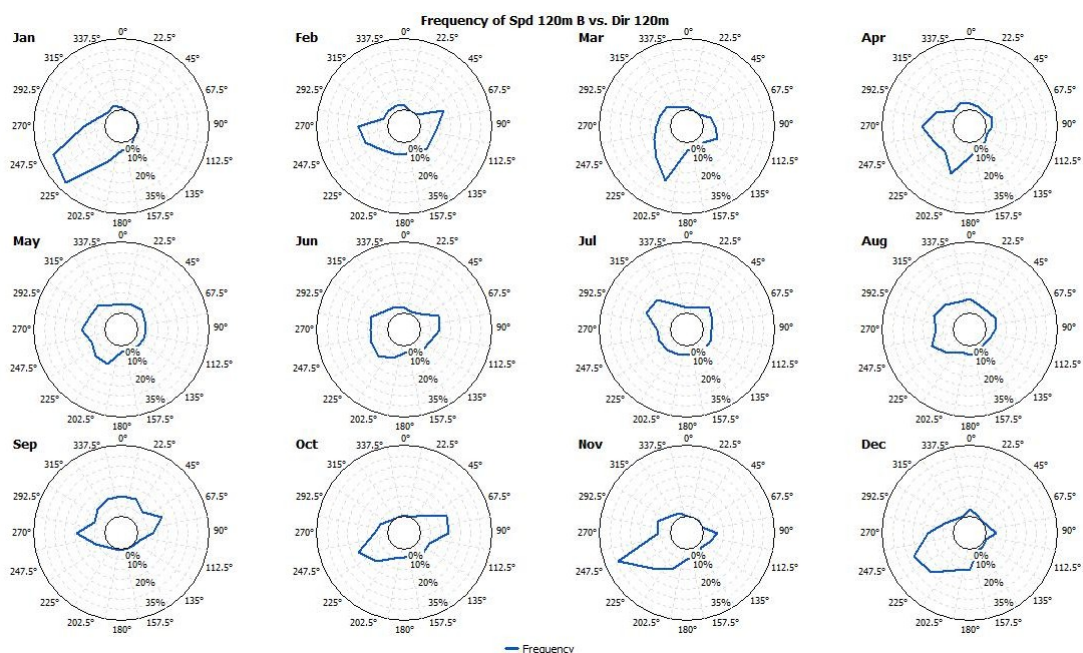


Рисунок 2.6-11 Месячные розы направления ветра на высоте 120 м башни № 617945

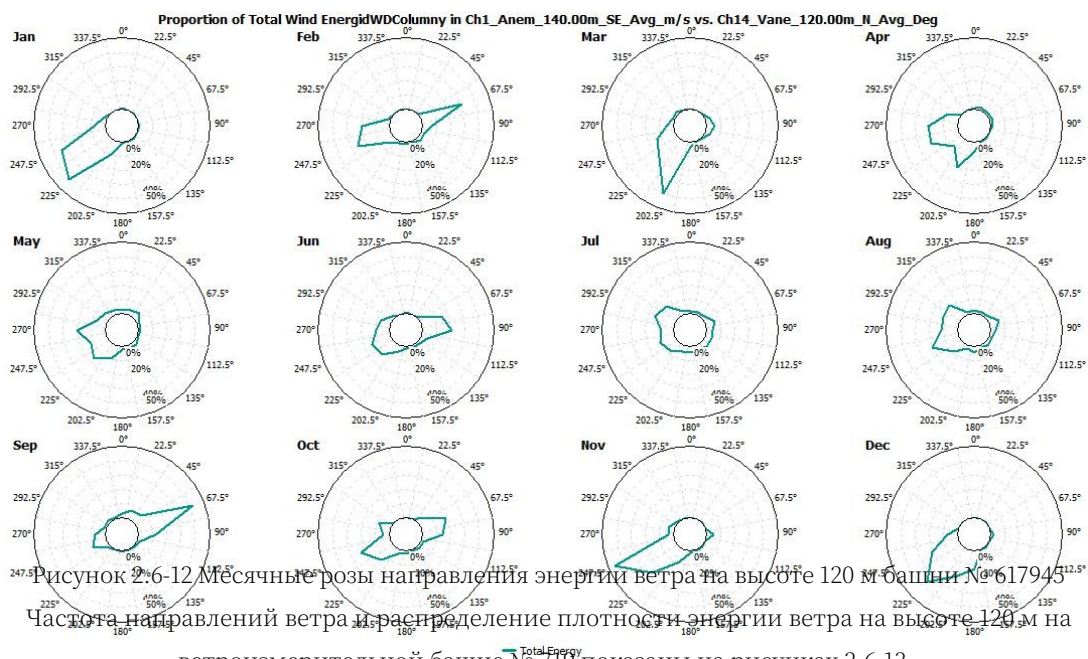
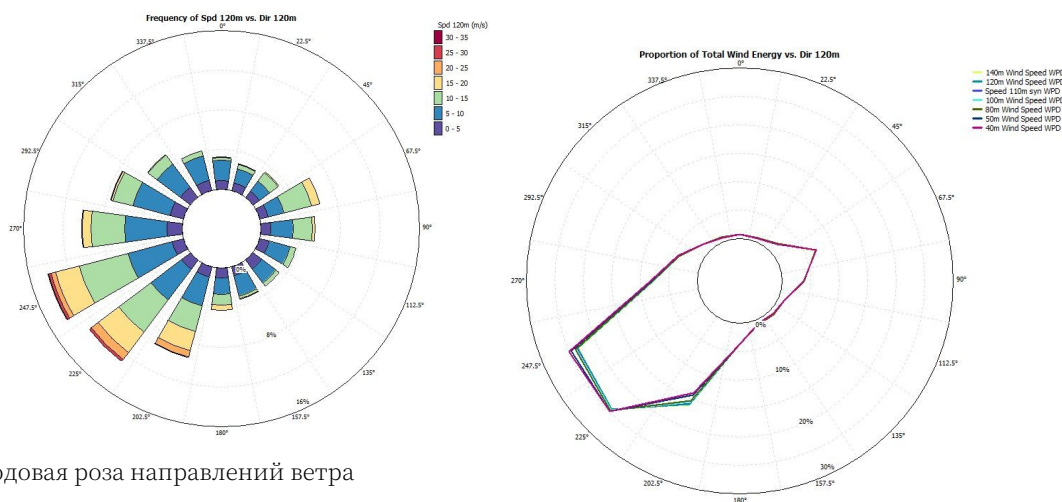


Рисунок 2.6-12 Месячные розы направления энергии ветра на высоте 120 м башни № 617945
Частота направлений ветра и распределение плотности энергии ветра на высоте 120 м на ветроизмерительной башне № 719 показаны на рисунках 2.6-13–

2.6-15. Годовое распределение направлений ветра на высоте 120 м в основном сосредоточено в направлении ЗЮЗ, а основное распределение направлений ветровой энергии в целом совпадает с распределением направлений ветра, сосредоточиваясь преимущественно в направлениях ЗЮЗ и ЮЗ.



Годовая роза направлений ветра

.6-

13 Диаграммы розы направления ветра и направления энергии ветра на высоте 120 м башни № 719

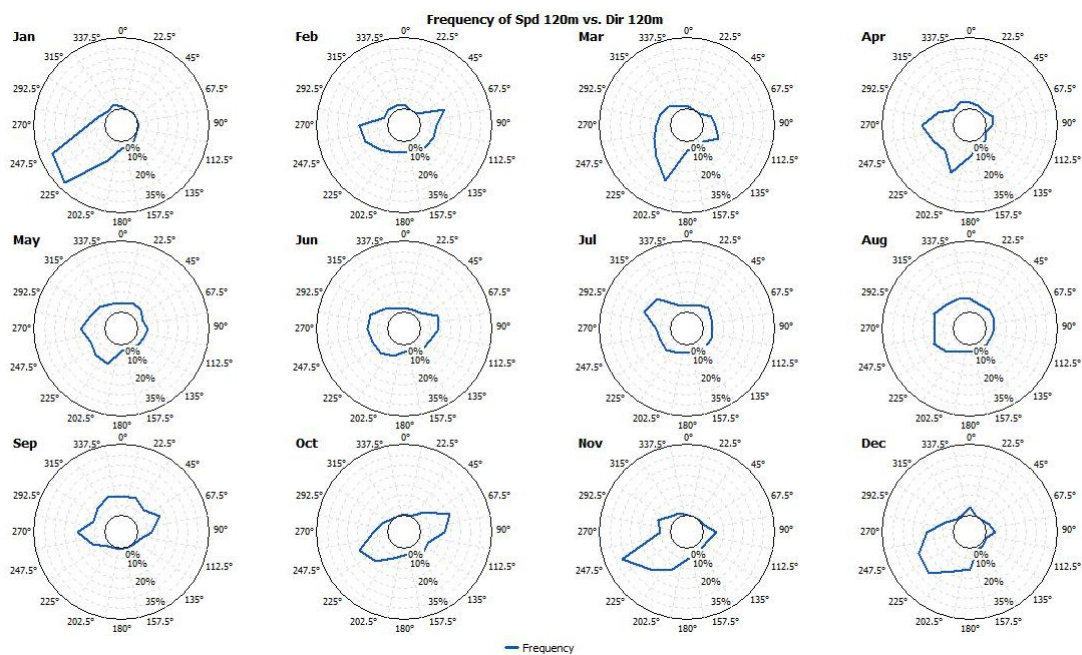


Рисунок 2.6-14 Месячные розовые диаграммы направления ветра на высоте 120 м башни № 719

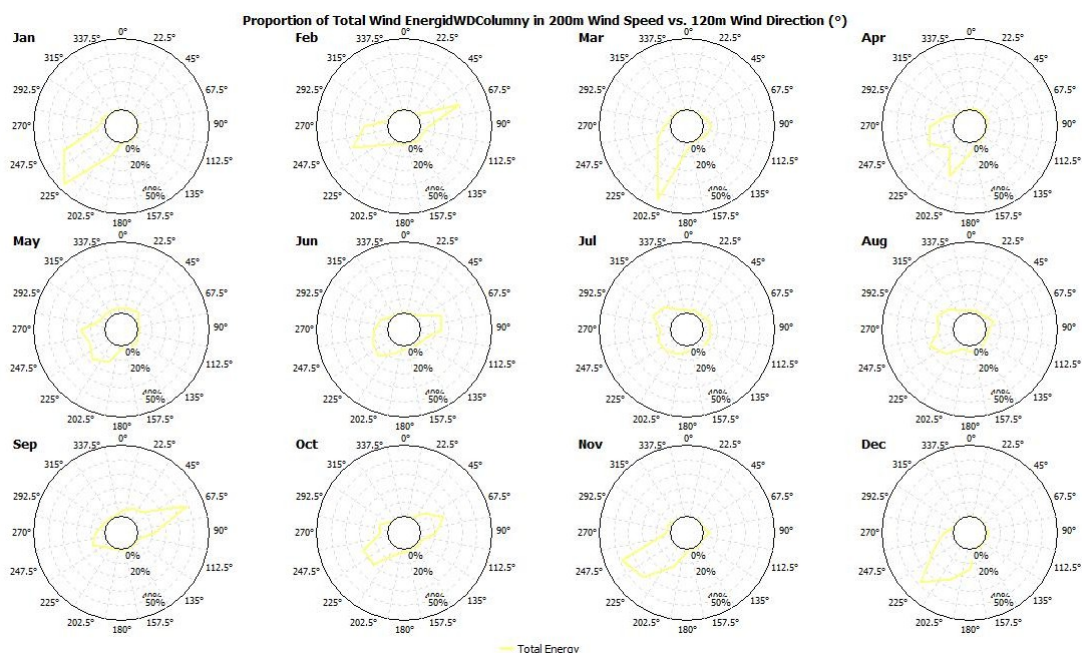


Рисунок 2.6-15 Месячные розы направления энергии ветра на высоте 120 м башни № 719

2.6.4 Распределение Вейбулла

Распределение Вейбулла — это вероятностная функция, описывающая распределение скорости ветра. Кривая частоты ветра использует распределение Вейбулла, и функция распределения вероятностей выражается следующим образом:

$$F(x) = \frac{K}{A} \left(\frac{x}{A} \right)^{K-1} \exp \left(- \left(\frac{x}{A} \right)^K \right) \quad (2.6-1)$$

Где: V — скорость ветра, а A и K — параметры распределения Вейбулла.

С использованием программы WAsP для расчета подгонки кривой в таблице ниже приведены параметр масштаба Вейбулла A и параметр формы K для различных высот ветровой вышки 617970#. Соответствующие кривые распределения Вейбулла показаны на рисунке 2.6-16.

Таблица 2.6-13 Значения A и K распределения Вейбулла для различных высот башни 617970#

Высота (м)	Параметр масштаба A (м/с)	Параметр формы K
140	10,463	1,988
120	10,418	2,030
110	10,349	2,032
100	10,288	2,041
80	10,063	2,078

50	9,738	2,095
30	9,447	2,122

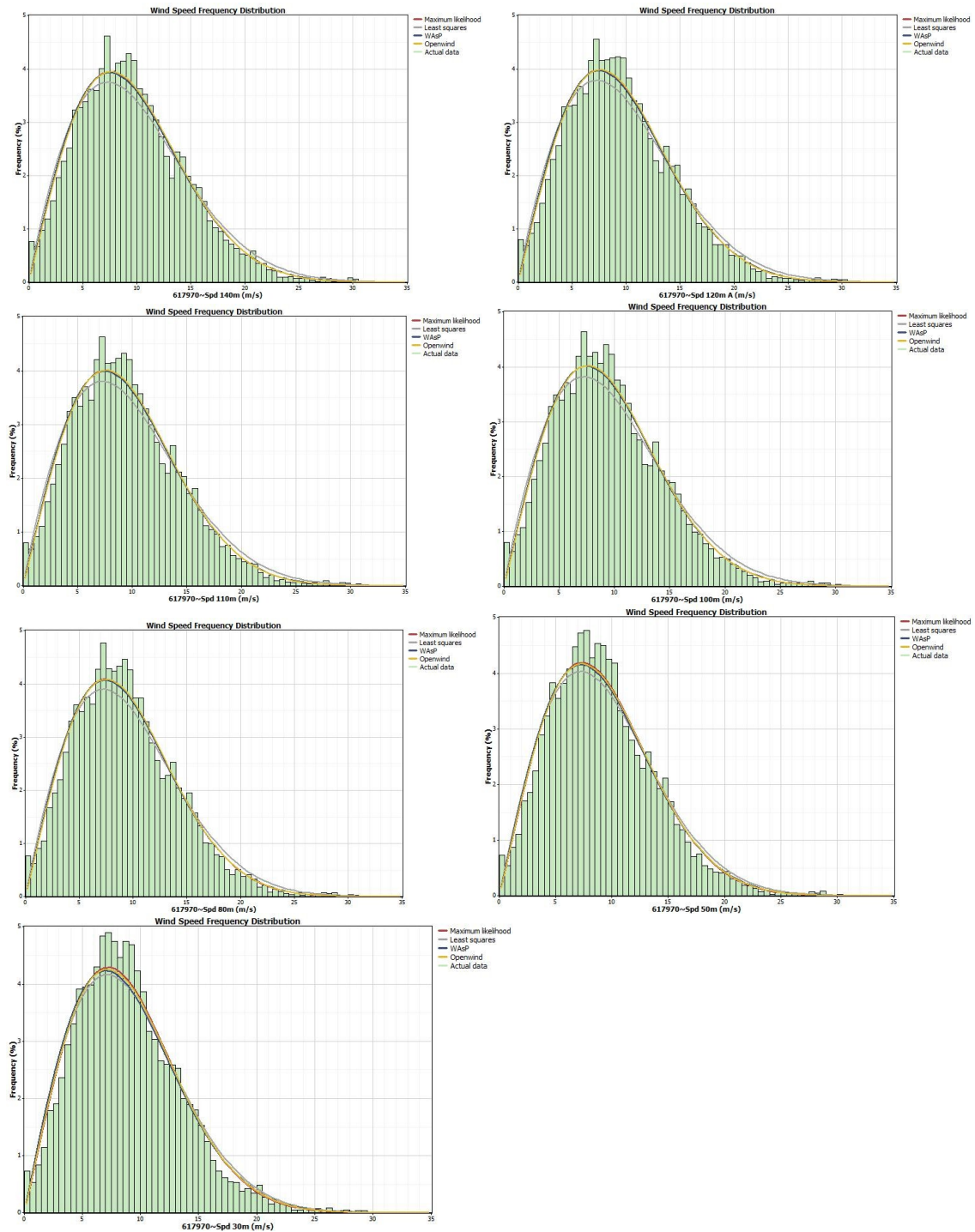


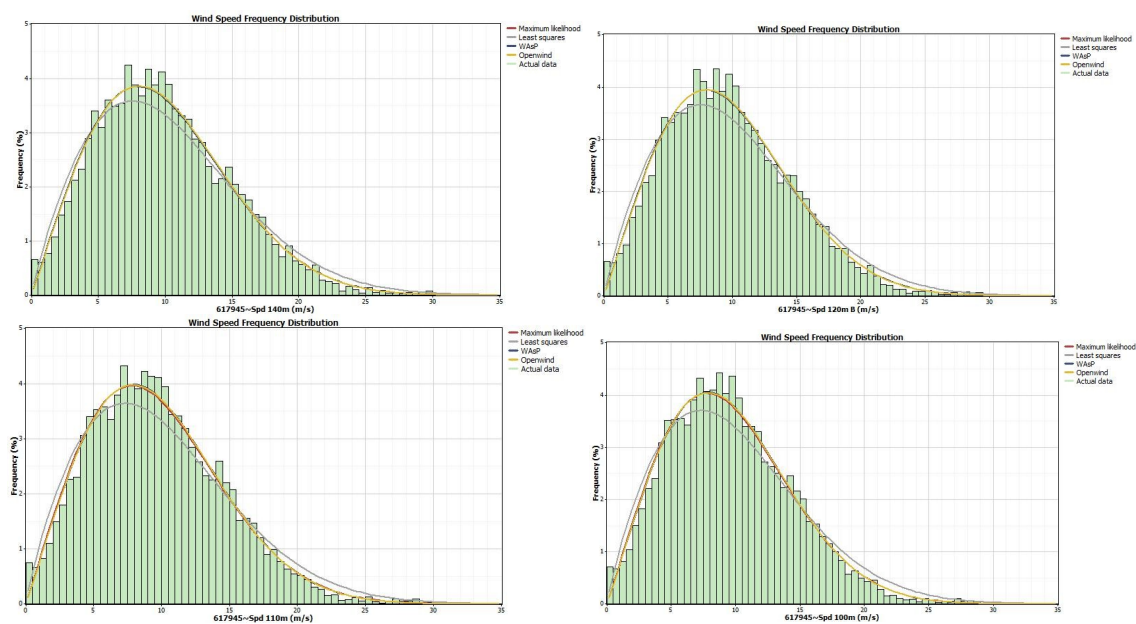
Рисунок 2.6-16 Схематическое изображение кривых аппроксимации по Вейбуллу для башни 617970# различной высоты

башни 617970# (порядок: 140 м, 120 м, 110 м, 100 м, 80 м, 50 м, 30 м)

С использованием программы WAsP для расчета аппроксимации кривых в таблице ниже приведены параметры масштаба А и формы К распределения Вейбулла для различных высот башни для измерения ветра № 617945. Соответствующие кривые распределения Вейбулла показаны на рисунке 2.6-17.

Таблица 2.6-14 Значения А и К распределения Вейбулла на различных высотах башни № 617945

Высота (м)	Параметр масштаба А (м/с)	Параметр формы К
140	10,671	2,142
120	10,586	2,169
110	10,514	2,195
100	10,438	2,209
80	10,225	2,300
50	9,684	2,346
30	9,053	2,306



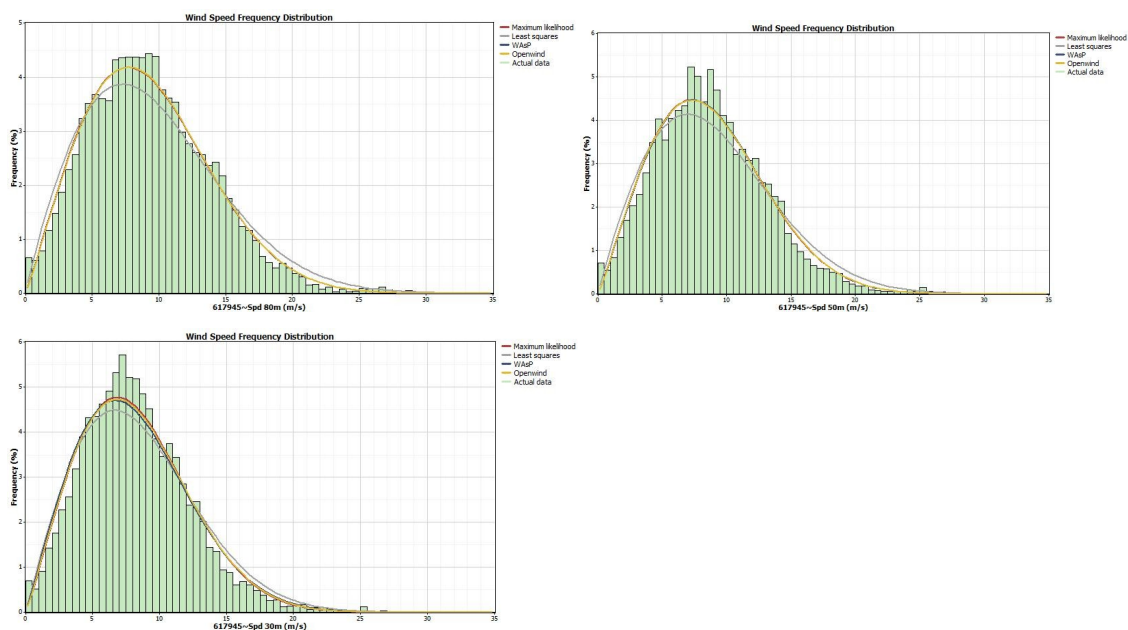


Рисунок 2.6-17 Схематическое изображение кривых аппроксимации по распределению Вейбулла на различных высотных уровнях башни № 617945 (порядок: уровни измерения 140 м, 120 м, 110 м, 100 м, 80 м, 50 м, 30 м)

С использованием программы WAsP для расчета аппроксимации кривых в таблице ниже приведены параметры масштаба А и формы К распределения Вейбулла для различных высот ветровой башни № 719. Соответствующие кривые распределения Вейбулла показаны на рисунке 2.6-18.

Таблица 2.6-15 Значения А и К распределения Вейбулла на различных высотах башни № 719

Высота (м)	Параметр масштаба А (м/с)	Параметр формы К
140	10,601	2,077
120	10,420	2,093
110	10,322	2,109
100	10,213	2,122
80	9,951	2,154
50	9,384	2,205
30	9,152	2,234

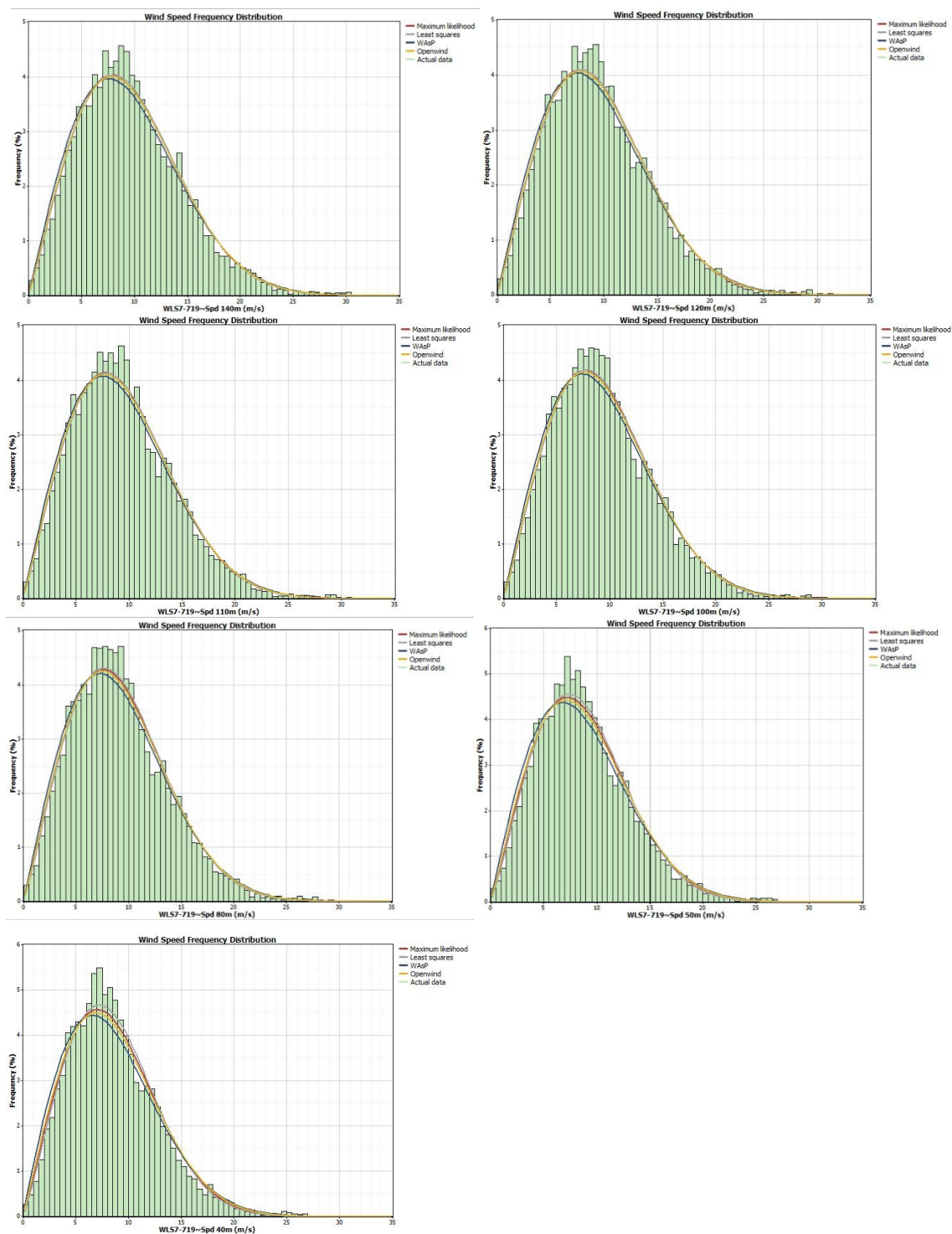


Рисунок 2.6-18 Схематическое изображение кривых аппроксимации по Вейбуллу на различных высотных уровнях башни № 719

(Порядок: слои измерения 140 м, 120 м, 110 м, 100 м, 80 м, 50 м, 40 м)

2.6.5 Заключение по оценке ветроэнергетических ресурсов за репрезентативный год При предлагаемой высоте оси 110 м средние скорости ветра на ветровых вышках № 617970, 617945# и 719# составляют 9,29 м/с, 9,38 м/с и 9,24 м/с соответственно, а средние плотности ветровой мощности — 868,2 Вт/м², 842,1 Вт/м² и 821,9 Вт/м² соответственно. Согласно классификационным стандартам «Технической спецификации по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018), уровень ветроэнергетических ресурсов данной ветровой электростанции составляет 5–6, что указывает на очень богатые ветроэнергетические ресурсы со значительной ценностью для развития. Стандарты оценки приведены в таблице 2.6-16.

Таблица 2.6-16 Таблица классификации плотности ветровой энергии по NB/T31147-2018

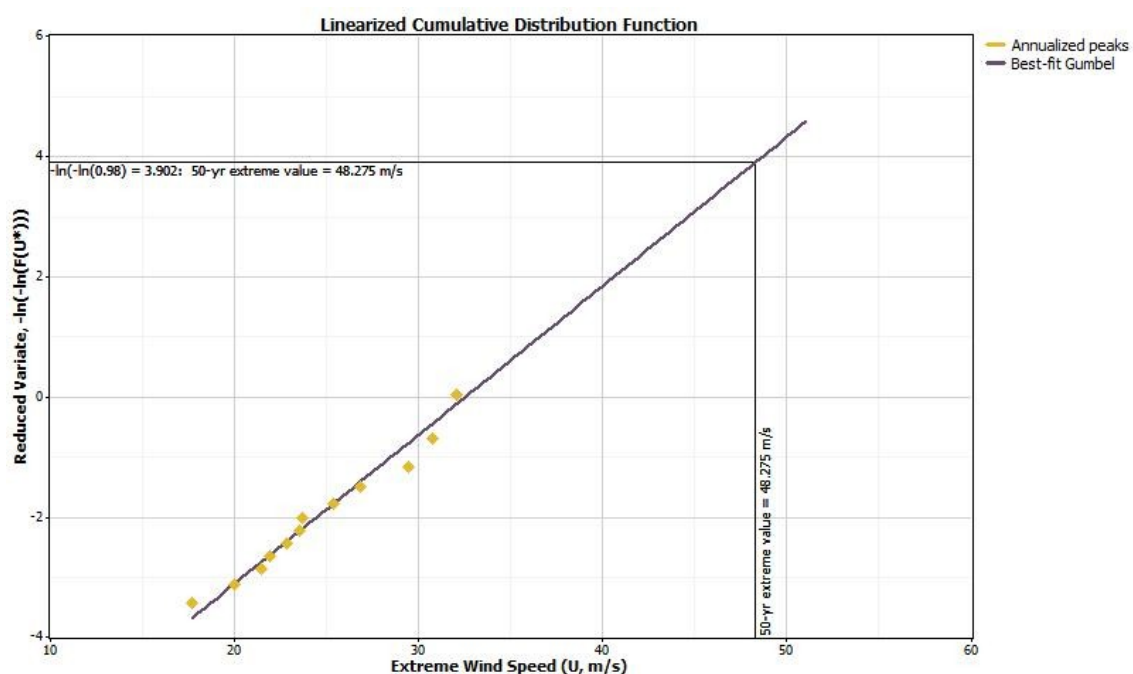
风功率 密度等 级	10m 高度		30m 高度		50m 高度		70m 高度	
	风功率密度 (W/m ²)	年平均风 速 (m/s)	风功率密度 (W/m ²)	年平均风 速 (m/s)	风功率密度 (W/m ²)	年平均风 速 (m/s)	风功率密度 (W/m ²)	年平均风 速 (m/s)
D-1	<55	3.6	<90	4.2	<110	4.5	<120	4.7
D-2	55~70	3.9	90~110	4.5	110~140	4.9	120~160	5.1
D-3	70~85	4.2	110~140	4.9	140~170	5.3	160~200	5.5
1	85~100	4.4	140~160	5.1	170~200	5.6	200~240	5.9
2	100~150	5.1	160~240	5.9	200~300	6.4	240~350	6.7
3	150~200	5.6	240~320	6.5	300~400	7	350~460	7.3
4	200~250	6	320~400	7	400~500	7.5	460~570	7.9
5	250~300	6.4	400~480	7.4	500~600	8	570~690	8.4
6	300~400	7	480~640	8.2	600~800	8.8	690~910	9.2
7	400~1000	9.4	640~1600	11	800~2000	11.9	910~2180	12.3
风功率 密度等 级	80m 高度		90m 高度		100m 高度		120m 高度	
	风功率密度 (W/m ²)	年平均风 速 (m/s)	风功率密度 (W/m ²)	年平均风 速 (m/s)	风功率密度 (W/m ²)	年平均风 速 (m/s)	风功率密度 (W/m ²)	年平均风 速 (m/s)
D-1	<130	4.8	<140	4.9	<150	5.0	<160	5.1
D-2	130~170	5.2	140~180	5.3	150~190	5.4	160~200	5.5
D-3	170~210	5.6	180~220	5.7	190~230	5.8	200~250	5.9
1	210~250	6	220~270	6.1	230~280	6.2	250~300	6.3
2	250~370	6.8	270~400	7	280~420	7.1	300~450	7.3
3	370~490	7.5	400~520	7.6	410~540	7.7	450~580	7.9
4	490~600	8	520~650	8.2	540~670	8.3	580~720	8.5
5	600~740	8.6	650~770	8.7	670~800	8.8	720~880	9.1
6	740~970	9.4	770~1000	9.5	800~1070	9.7	880~1140	9.9
7	970~2350	12.6	1000~2450	12.8	1070~2570	13	1140~2750	13.3
注: 1 不同高度的年平均风速参考值是按风切变指数为 1/7 推算的。								
2 与风功率密度上限值对应的年平均风速参考值, 按海平面标准大气压及风速频率符合瑞利分布的情况推算。								

2.7 Период повторяемости Скорость ветра ()

Поскольку данные с ближайших метеорологических станций не собирались, для оценки периода повторяемости скорости ветра предлагается использовать метод частотного распределения Гумбеля и метод средней скорости ветра.

2.7.1 Метод частотного распределения Гумбеля

С помощью метода анализа частотного распределения Гумбеля рассчитана скорость ветра с периодом повторяемости для данной ветровой электростанции. Рассчитанная средняя максимальная скорость ветра за 10 минут с периодом повторяемости 50 лет на высоте 120 м над землей составляет 48,275 м/с для башни № 617970, 46,798 м/с для башни № 617945 и 48,403 м/с для башни № 719.



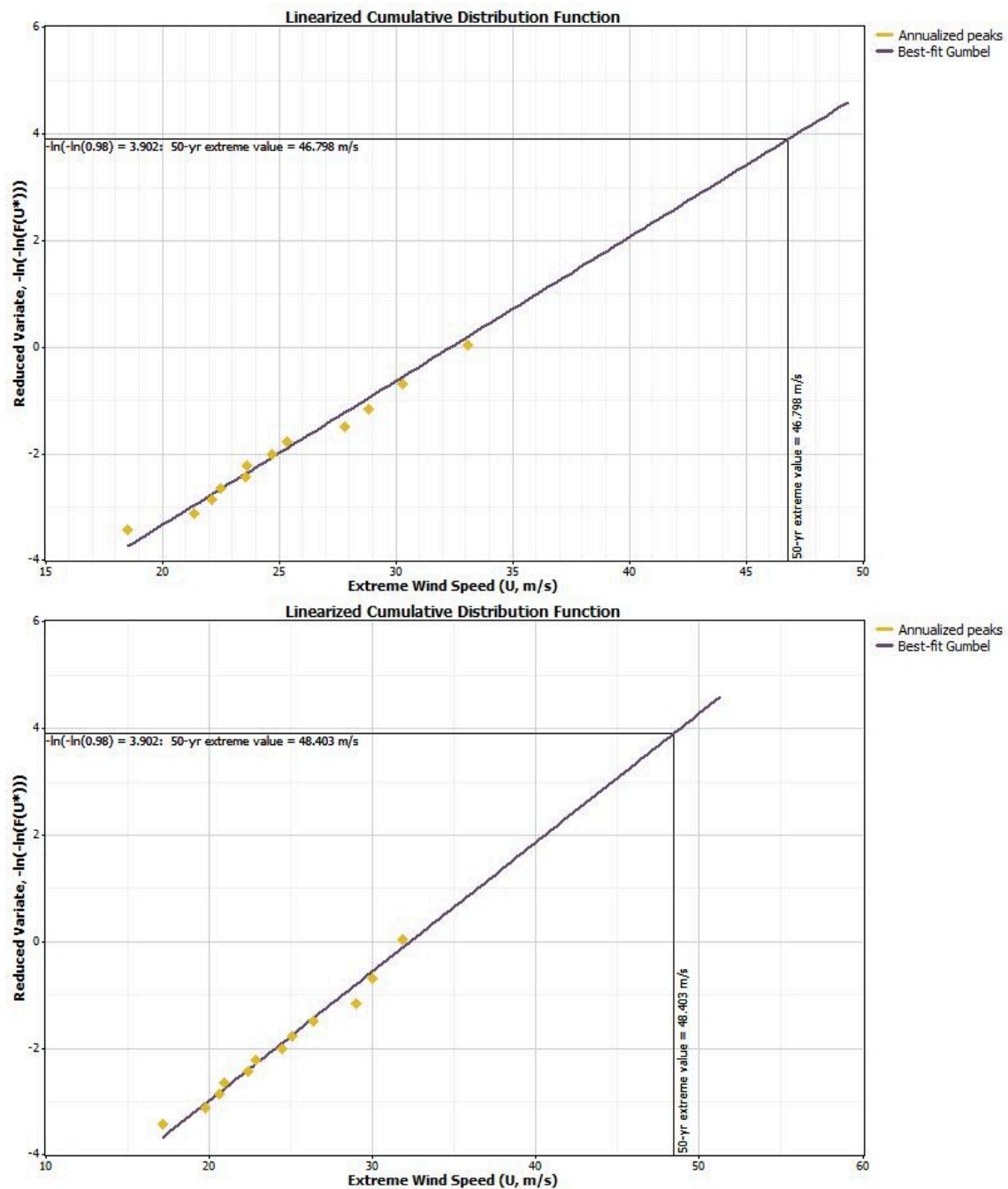


Рисунок 2.7-1 Кривые распределения экстремального ветра по Гумбелю, примененные к данным ветроизмерительных башен (порядок: применение данных башен № 617970, № 617945, № 719)

В соответствии с коэффициентами, рекомендованными моделью EWM в стандарте IEC 61400-1, экстремальная скорость ветра за 3 секунды принимается равной 1,4-кратной максимальной скорости ветра за 10 минут. Таким образом, 50-летние экстремальные скорости ветра на высоте 120 м для башен 617970#, 617945# и 719# составляют 67,585 м/с, 64,117 м/с и 67,764

м/с соответственно.

2.7.2 Метод пятикратной скорости ветра

Если параметр формы k распределения Вейбулла $\geq 1,77$, 50-летнюю максимальную скорость ветра можно рассчитать, умножив среднюю скорость ветра на 5. Если параметр формы распределения Вейбулла составляет $1,4 \leq k \leq 1,5$, она рассчитывается как 6,6-кратное значение средней скорости ветра. Исходя из этих принципов, рассчитанные максимальные скорости ветра за 50 лет, соответствующие башенным ветромерам, приведены в таблице ниже.

Таблица 2.7-1 Максимальная скорость ветра за 50 лет, рассчитанная по методу средней скорости ветра

	617970#	617945#	617945
k	1,974	2,046	2,000
Коэффициент увеличения	5	5	5
Средняя скорость ветра на высоте 120 м	9,34	9,44	9,33
Средняя максимальная скорость ветра за 10 минут на высоте 120 м с периодичностью повторения 50 лет	46,7	47,2	46,65
В соответствии с коэффициентами, рекомендованными моделью EWM в стандарте IEC			

61400-1, экстремальная скорость ветра за 3 секунды принимается равной 1,4-кратной максимальной скорости ветра за 10 минут. Таким образом, экстремальные скорости ветра за 50-летний период на высоте 120 м для башен 617970#, 617945# и 719# составляют 65,38 м/с, 66,08 м/с и 65,31 м/с соответственно.

2.7.3 Комплексный анализ

Из результатов анализа известно, что экстремальная скорость ветра, рассчитанная по методу пятикратной скорости ветра, несколько ниже (или выше, в зависимости от конкретных данных, но обычно метод Гумбеля более точен для конкретных наборов данных). Комплексный анализ предполагает выбор большего значения из результатов расчетов. Максимальная скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет на высоте 120 м при

стандартной плотности воздуха для данной ветровой электростанции составляет 47,99 м/с. Согласно коэффициентам, рекомендованным моделью EWM в стандарте IEC 61400-1, экстремальная скорость ветра за 3 секунды принимается равной 1,4-кратной максимальной скорости ветра за 10 минут, поэтому экстремальная скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет на высоте 120 м составляет 67,19 м/с.

Таким образом, считается, что 10-минутная средняя максимальная скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет вблизи высоты вала турбины (120 м) данной ветровой электростанции превышает 42,5 м/с. Согласно таблице интенсивности ветра, соответствующей классам турбин, определенным стандартом IEC 61400-1, турбины, выбранные для ветровой электростанции, должны соответствовать требованиям к ветроустойчивости турбин класса I.

2.8 Комплексный анализ ветроэнергетических ресурсов ветропарка

На основе собранных данных измерений ветра и статистического анализа характеристик ветровых ресурсов на предполагаемой высоте вала получены следующие результаты:

(1) Проектная группа собрала данные с трех ветровых измерительных башен, установленных вокруг ветропарка, с номерами 617970#, 617945# и 719#. Периоды измерения ветра были несогласованными, и ни один из них не длился полный год. Согласно анализу выбора репрезентативного года и обработке данных, период с 16 ноября 2024 г. по 15 ноября 2025 г. выбран в качестве полного года для анализа. После дополнения, регрессии и коррекции данных данные с ветровых башен 617970# и 617945# были интерполированы с использованием данных лазерного радара 719#. После межбашенной интерполяции коэффициент полноты данных трех ветровых измерительных устройств составил 67,78%, что по-прежнему не соответствует требованию спецификации о полноте более 90%. Поэтому данные трех устройств измерения ветра были дополнительно интерполированы с использованием данных повторного анализа ERA5. После интерполяции коэффициент фактической полноты данных измерений ветра за период измерений для 617970#, 617945# и 719# составил

100%, что соответствует требованиям «Технической спецификации по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018).

(2) При предлагаемой высоте оси ротора 110 м средние скорости ветра на ветровых измерительных башнях 617970#, 617945# и 719# составили 9,29 м/с, 9,38 м/с и 9,24 м/с соответственно, а средняя плотность ветровой мощности — 868,2 Вт/м², 842,1 Вт/м² и 821,9 Вт/м² соответственно. Согласно классификационным стандартам «Технических спецификаций по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/T31147-2018), уровень ветроэнергетических ресурсов данной ветровой электростанции составляет 5–6, что указывает на очень богатые ветроэнергетические ресурсы со значительной ценностью для развития.

(3) На высоте 120 м годовое направление ветра на ветроизмерительной башне № 617970 в основном сосредоточено в направлении ЗЮЗ, при этом основное направление ветровой энергии в целом соответствует распределению направлений ветра, в основном сосредоточенному в направлениях ЗЮЗ и ЮЗ. На высоте 120 м годовое направление ветра на ветроизмерительной башне № 617945 в основном сосредоточено в направлении ЗЮЗ, при этом основное направление ветровой энергии в целом совпадает с распределением направлений ветра, в основном сосредоточенным в направлении ЗЮЗ. На высоте 120 м годовое направление ветра на ветроизмерительной башне № 719 в основном сосредоточено в направлении ЗЮЗ, при этом основное направление ветровой энергии в целом соответствует распределению направлений ветра, сосредоточенному в направлениях ЗЮЗ и ЮЗ.

(4) Согласно оценке экстремальной скорости ветра для данной ветровой электростанции, 10-минутная средняя максимальная скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет вблизи высоты вала превышает 42,5 м/с, что требует выбора ветрогенераторов класса I по IEC или выше.

(5) На ветроизмерительной башне № 617970 на высоте свыше 50 м репрезентативная интенсивность турбулентности в диапазоне скоростей ветра 15 м/с составляет менее 0,14, что относится к умеренно слабой интенсивности турбулентности. На ветроизмерительной башне № 617945

на ветровой измерительной башне № 617945 на высоте свыше 50 м репрезентативная интенсивность турбулентности в диапазоне скорости ветра 15 м/с составляет менее 0,12, что относится к слабой интенсивности турбулентности. На ветровой измерительной башне № 719 на высоте от 40 до 140 м репрезентативная интенсивность турбулентности в диапазоне скорости ветра 15 м/с составляет менее 0,12, что относится к слабой интенсивности турбулентности. Согласно «Техническим спецификациям по измерению и оценке ветроэнергетических ресурсов для проектов ветровых электростанций» (NB/Т31147-2018), следует выбирать ветрогенераторы класса IEC-C или выше либо класса IEC-S.

(6) Поскольку период измерений на трех устройствах для измерения ветра составил менее одного года, в выводах по оценке ветроэнергетических ресурсов, полученных с использованием данных ERA5, интерполированных на полный год, присутствует некоторая неопределенность. Рекомендуется продолжить сбор данных о ветре с трех устройств для измерения ветра и повторно оценить ветроэнергетические ресурсы на участке после того, как период измерений достигнет одного года.

3 Инженерная геология

3.1 Физико-географические условия

Физико-географические условия территории характеризуются равнинным и холмистым рельефом Центрального Казахстана, расположенного в зоне сухой степи.

Климат резко континентальный, характеризующийся жарким сухим летом и холодной продолжительной зимой; почвенный покров представлен преимущественно каштановыми и светло-каштановыми почвами; растительный покров – степями из перутины и овсяницы с участием полыньевых сообществ; гидрографическая сеть слабо развита и представлена преимущественно временными водотоками и впадинами, заполненными талой и дождевой водой.

Геоморфология района представлена плоско-волнистой аккумуляционно-денудационной равниной Центрального Казахстана, сформированной в условиях

в результате длительного континентального выветривания. Рельеф преимущественно ровный, слабо расчлененный, с общим уклоном к более низким формам рельефа; местами встречаются пологие гряды и неглубокие замкнутые впадины, которые в настоящее время используются под пастбища. Современные геоморфологические процессы слабо выражены и ограничиваются локальными проявлениями плоскостного размыва и дефляции.

С геоморфологической точки зрения район работ расположен в центральной части Казахского малохолмистого структурно-денудационного пояса Центрального Казахстана, формирование которого обусловлено выходами палеозойских интрузивных и метаморфических пород кристаллического фундамента. Территория характеризуется плоским и холмистым рельефом с абсолютными отметками от 604,89 м до 684,13 м

Чередование пологих возвышенностей и межхребтовых впадин придает поверхности спокойный, слабоизрезанный вид. Отсутствует выраженный общий уклон, что свидетельствует об относительной геоморфологической стабильности рассматриваемой территории.

Формирование рельефа связано с длительным континентальным выветриванием и денудацией палеозойских пород, местами покрытых эоловыми, делювиальными и пролювиальными четвертичными отложениями. Современные экзогенные процессы проявляются в виде локальных форм дефляции, листового вымывания и слабой эрозии в впадинах, однако их развитие ограничено и не носит активного характера.

Территория относится к зоне сухих степей Центрального Казахстана с отдельными элементами полупустынной растительности. Растительный покров разреженный, мозаичный. На водоразделах и гребнях преобладают ксерофитные травы (перила, овсяница, пшеница), степной полын, встречаются заросли мятлика и тонконоговой травы. В впадинах с более влажными условиями встречаются луго-степные сообщества с разнотравьем (люцерна, василек, донник, мятлик). Редкие кустарники (зеленая акация, каллигонум, тамариск) ограничены более глубокими впадинами и временными водотоками. Общая продуктивность растительного покрова низкая, что связано с суровыми климатическими условиями

и небольшим количеством осадков.

Территория характеризуется низкой плотностью речной сети и в целом эндорейским характером гидрографии. Постоянных водотоков нет, главную роль играют временные талые и дождевые воды, которые образуются весной в впадинах рельефа. В межгребневых впадинах имеются закрытые безсточные впадины, в которых на короткое время могут образовываться лужи и солончаки. Грунтовые воды залегают на значительных глубинах и носят локальный характер. На территории работ нет постоянных водоемов (рек, озер).

Ближайшие крупные источники поверхностных вод расположены за пределами района исследований.

3.2 Стандартная глубина промерзания почвы () (м)

супесчаная глина	супесчаные и мелкозернистые пески и пылеватые	гравийные пески, крупно- и среднезернистые зернистости	крупнозернистые почвы
2,2–2,4	2,5–2,7	1,8–2,0	1,4–1,6

3.3 Сейсмичность

Карагандинская область расположена в центральной части Казахстана и занимает значительную часть Казахского нагорья (Сарыарка), представляющего собой древнюю складчатую структуру герцинского возраста.

С геодинамической точки зрения регион находится в пределах Евразийской литосферной плиты и характеризуется относительной стабильностью в современном тектоническом цикле. Тектоническое положение области определяется ее удаленностью от активных орогенов Центральной Азии (Тянь-Шань, Джунгарский Алатау, Алтай), где сосредоточены основные сейсмогенные зоны современного альпийского тектогенеза. В пределах Сарыарки отсутствуют разломные структуры с признаками современной тектонической активности, что подтверждается как морфоструктурным анализом, так и результатами геофизических исследований.

Согласно Общей сейсмической зонировке территории Казахстана Карагандинская область относится к зоне с расчетной сейсмичностью до

5 баллов по шкале СК-64 с редкими и слабыми проявлениями. Это позволяет отнести регион к низкосейсмической территории.

Сейсмические колебания в пределах региона обычно носят транзитный характер, передаваясь от сильных землетрясений в южных районах Казахстана (Алматы, Жамбылские области) и соседних территориях Центральной Азии (Кыргызстан, Узбекистан). Интенсивность этих колебаний, согласно инструментальным и историческим данным, не превышает 4–5 баллов, что не приводит к повреждению зданий и сооружений.

Следует отметить, что в районах активного развития горнодобывающей промышленности (Карагандинский угольный бассейн, Жезказганский горнодобывающий район) регистрируются проявления индуцированной (техногенной) сейсмичности, связанные с выбросами породы, подземными выработками и взрывными работами. Данные сейсмических станций показывают, что такие колебания носят локальный характер, и их интенсивность, как правило, не превышает 3–4 баллов. Таким образом, Карагандинская область относится к категории сейсмически стабильных регионов Казахстана, где вероятность разрушительных землетрясений крайне низка. При размещении особо важных и уникальных объектов рекомендуется учитывать возможные проявления индуцированной сейсмичности и проводить дополнительные инженерно-сейсмологические изыскания.

Участок согласно СП РК 2.03-30-2017 по карте сейсмического зонирования ОСЗ-2475 расположен в зоне с сейсмической опасностью 5 (пять) баллов, по карте сейсмического зонирования ОСЗ-22475 расположен в зоне с сейсмической опасностью 5 (пять) баллов.

Пиковые ускорения (в долях g) для скальных грунтов: 0SZ-1475-(agR (475)-)0,024; и 0SZ-12475-(agR (2475))-0,040.

В пределах участка инженерно-геологический разрез включает грунты категорий IB и II по сейсмическим свойствам в соответствии с пунктом 6.1 СПК 2.03-30-2017.

Расчетное ускорение для категории IB составляет 0,032 (в соответствии с приложением

Е, СП РК 2.03-30-2017)

Расчетное ускорение для категории II составляет 0,043 (согласно приложению Е к СП РК 2.03-30-2017).

Пиковые ускорения (в долях g) для скальных грунтов и расчетные ускорения для категорий IV и II приведены для точки Балхаш. Согласно Приложению Е к СП РК 2.03-30-2017, в рассматриваемом районе нет наблюдательных точек, непосредственно соответствующих месту проведения изысканий. Ближайшей из представленных является точка города Балхаш, однако она расположена на значительном расстоянии от участка. В связи с этим использование ее параметров в расчетах следует считать приблизительным и требующим дополнительного уточнения.

На участке отсутствуют факторы, неблагоприятные с сейсмической точки зрения в связи с местными сейсмотектоническими, геологическими или топографическими условиями.

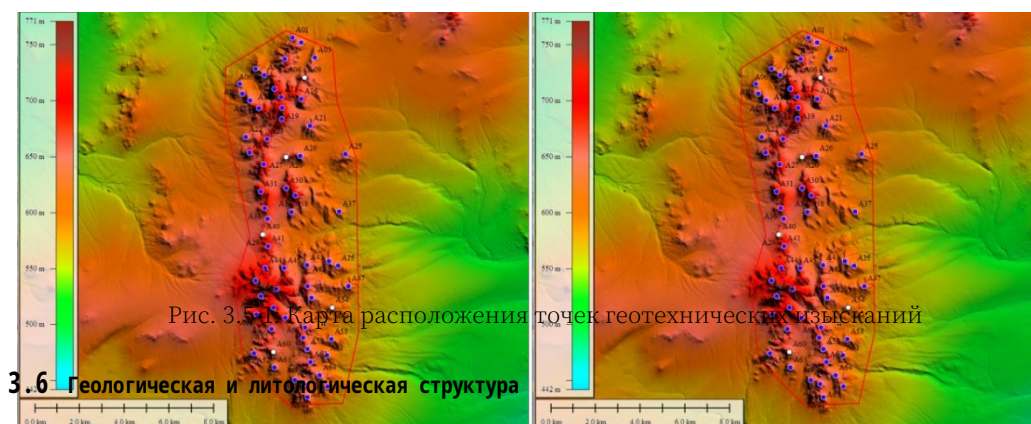
3.4 Оценка геологической устойчивости

Согласно региональным геологическим данным, предлагаемый участок расположен вдали от активных орогенных поясов (горы Тянь-Шань и Алтай), с слабой неотектонической активностью и отсутствием зарегистрированных землетрясений средней и сильной интенсивности в ближней зоне, что указывает на относительно стабильные условия региональной коры. Рельеф местности относится к средне- и низкогорному региону со значительными топографическими перепадами на территории участка, однако не наблюдается таких неблагоприятных геологических опасностей, как оползни, селевые потоки или камнепады. Тип почвы на участке классифицируется как в целом благоприятный с точки зрения сейсмостойкости, и общая стабильность предлагаемого участка считается в основном стабильной.

3.5 Гидрогеологические условия

Качественный прогноз потенциального затопления: по результатам инженерно-геологических изысканий на участке было пробурено 9 скважин глубиной 15,0 м; грунтовые воды в пределах глубины бурения обнаружены не были. Полученные данные

свидетельствуют о том, что уровень сезонно стабильных грунтовых вод в исследуемом районе находится глубже 15 м, поэтому территория в целом относится к зоне с низким потенциалом затопления при современных гидрогеологических условиях. Тем не менее, в рельефных впадинах возможны локальные проявления влажности грунта (перехват талых/дождевых вод, просачивание): для подтверждения стабильности гидрогеологического режима рекомендуется установить наблюдательные скважины и проводить сезонный мониторинг



В результате анализа конкретных значений показателей физико-механических свойств грунтов, определенных лабораторными и полевыми методами, с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях грунтов, в пределах исследуемого грунтового слоя (всей площади исследования) на глубину до 15,0 м (сверху вниз) были выделены два инженерно-геологических элемента (ИГЭ), описание которых приводится ниже:

Слой почвы и растительности. Толщина 0,2 м. Физико-механические характеристики данной почвы не приводятся, так как в ходе реализации проекта плодородный слой подлежит снятию и рекультивации.

(ИГЭ-1) Глина от светло-пылеватой до тяжелой, коричневого цвета, твердой консистенции, отмечаются тонкие слои гипса и включения кварцевого гравия различного размера. Вскрыта в 1SC-01, 1\$C-02, 1\$G-01, 1\$G-02. Толщина составляет 14,8 м.

(IGE-2) Кварцево-гравийно-галечный грунт с песчаным наполнителем, характеризующийся высокой прочностью и низкой водопоглощаемостью, непористый, с низкой дробимостью и высокой сортировочной способностью. В составе содержатся слои и включения кварцевых валунов. Вскрыт в А06/1, А20, А29, А44/1, А54. Толщина составляет 14,8 м.

На основании анализа пространственной изменчивости физических свойств, возраста, генезиса, текстурно-структурных особенностей, классификации грунтов в соответствии с ГОСТ 25100-2020 и ГОСТ 20522-2012 на исследуемом участке выделены следующие инженерно-геологические элементы (далее ИГЭ).

ПГЭ-1. Твердая глина.

По результатам лабораторных исследований твердая глина характеризуется следующими типовыми значениями физико-механических свойств:

	Наименование характеристики	Обозначение	Единица измерения	Номер IGE
1	Плотность при естественной влажности		г/см ³	1,85
		II		1,84
		I		1,83
2	Плотность сухой почвы		г/см ³	1,53
3	Плотность частиц почвы		г/см ³	2,74
4	Коэффициент пористости	ε	--	0,788
5	Коэффициент водонасыщения		--	0,7
6	Содержание влаги при пределе текучести		%	57,2
7	Влажность на границе прокатки		%	28,7
8	Число пластичности		--	28,5
9	Расход		--	<0
10	Коэффициент фильтрации		м/сутки	0,0035
11	Удельная адгезия в водонасыщенном состоянии		кПа	27
		II		26
		I		25
12	Угол внутреннего трения в водонасыщенном состоянии		град.	19
		II		19
		I		19
13	Модуль деформации при естественной влажности		МПа	-
14	Согласно СП 30.102.2013 (Приложение В, таблица В.3: Расчетное сопротивление R ₀ для глины (небухнувшего грунта)), характерное значение			

несущей способности грунта составляет 312 кПа.

IGE-2. Кварцево-гравийно-галечный грунт

Согласно результатам лабораторных исследований, кварцево-гравийно-галечная почва характеризуется следующими типовыми значениями физических свойств:

	Наименование характеристики	Обозначение	Единица измерения	Номер IGE
1	Объемная плотность	W	кг/см ³	1,53
2	Водопоглощение	--	%	2,74
3	Удельный вес	γ	г/см ³	0,788
4	Пористость	n	%	0,7
5	Дробление (потери)	--	--	57,2
6	Согласно СП 461-5-01-2013 (Приложение Б, Таблица Б.1, расчетное сопротивление			

большого грунтового блока R0), характерное значение несущей способности слоя грунта составляет 600 кПа.

3.7 Химические свойства грунта: коррозионная агрессивность

Почвы несолёные, содержание легкорастворимых солей (сухой остаток) составляет 0,047–0,264 %, тип засоления — сульфатный (ГОСТ РК 25100-2020). В соответствии с СП РК 2.01-101-2013 степень агрессивного воздействия сульфатов в почвах на бетон приведена в таблице ниже:

Степень агрессивного воздействия сульфатов в почвах на бетон					
Цемент	Показатель агрессивности почвы с содержанием сульфатов, пересчитанным на SO ₄ ²⁻ = 200–1180 мг/кг				
	Марка бетона по водопроницаемости				
	W4	W6	W8	W10–W14	W16–W20
Портландцемент по ГОСТ 31108-2020	от неагрессивной до умеренно агрессивный	от неагрессивной до слабо агрессивный	неагрессивный	неагрессивный	неагрессивный
Портландцемент по ГОСТ 31108-2020: содержание в клинкере C ₃ S — не более 65 %, C ₃ A — не более 7 %, C ₃ A + C ₄ AF — не более 22 % и шлака Портландцемент	неагрессивный	неагрессивный	неагрессивный	неагрессивный	неагрессивный
Устойчив к сульфатам	не	не	не	не	не

цементы в соответствии с ГОСТ 22266-2013	агрессивные	агрессивные	агрессивные	агрессивный	агрессивный

В соответствии с СП РК 2.01-101-2013 степень агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на арматуру в железобетонных конструкциях приведена в таблице ниже:

Степень агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на арматуру в железобетонных конструкциях		
Показатель агрессивности грунта по содержанию хлоридов в виде ионов Cl ⁻ = 30–630 мг/кг		
Марка бетона по водопроницаемости		
W4–W6	W8	W10–W14
Коррозионная агрессивность почвы по результатам лабораторных испытаний:		
от неагрессивной до умеренно агрессивных	от неагрессивной до умеренно агрессивных	от неагрессивной до умеренно агрессивных

а) для углеродистой и низколегированной стали: «высокое», удельное электрическое сопротивление: до 12,87 Ом·м (согласно таблице № 1 до 20 Ом·м включительно) ГОСТ 9.602-2016;

б) к алюминиевой оболочке кабеля: «высокое»; содержание ионов хлора: до 0,063 %, ионов железа: до 0,082 %;

с) к свинцовой оболочке кабеля: «высокое»; содержание ионов нитрата: до 0,0026 %, органические вещества: до 0,93 %.

3.8 Измерения электрического сопротивления грунтов на объекте « »

Электрометрические измерения для определения коррозии грунта и электрокоррозии от блуждающих токов на проекте ветроэлектростанции «500М» в Карагандинской области, Казахстан. Для оценки коррозионной агрессивности грунтов были проведены измерения электрического сопротивления грунта с использованием четырехэлектродной схемы вдоль трассы газопровода. Всего было выбрано 4 точки измерения удельного электрического сопротивления на скважинах 1SC-01, 1SC-02, A20, A06/1. Методика и техника полевых измерений, лабораторных исследований и кабинетной обработки материалов осуществлялись в соответствии с требованиями действующих рекомендаций нормативных документов Республики Казахстан. Основным документом является ГОСТ

9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие требования к антикоррозионной защите».

Всего было отобрано 4 точки измерения удельного электрического сопротивления на скважинах 1SC-01, 1SC-02, A20, A06/1.

В соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016 степень коррозионной агрессивности грунтов по отношению к подземным стальным конструкциям оценивалась на основании значения удельного электрического сопротивления грунтов: при значении УЭС более 50 Ом·м — низкая, при значениях от 20 до 50 Ом·м — средняя и при значении УЭС менее 20 Ом·м — высокая.

При определении степени коррозионной агрессивности грунта в каждой точке принималось минимальное из двух измеренных значений удельного электрического сопротивления грунта. Расчетные данные по удельному электрическому сопротивлению приведены в таблице 5 результатов измерений удельного электрического сопротивления грунта для объекта.

Table 5.

PTS Energy LLP			Results of measurements of specific electric soil resistance.				
No. Item No.	Measure point (binding)	Characteristic soil type analysis from the surface	Field method				
			Depth measurement (m)	Device indicator, R	Calculation I am great china	Corrosion index	Average
					$\rho_p = a \times \frac{2\pi \times R}{\ln \frac{4a}{r}}$ (ohm.m)		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1SC-01	clay	1.0	1.5	9.42	High	10,565
			2.0	0.5	6.28	High	
2	1SC-02	clay	1.0	1.6	10,048	High	
			2.0	0.6	7.5	High	
3	A20	quartz gravel-pebbly soil	1.0	2.1	13.18	High	
			2.0	1.0	12.56	High	
4	A06/1	quartz gravel-pebbly soil	1.0	2.2	13.8	High	
			2.0	0.9	11.3	High	

3.9 Выводы и рекомендации по « »

1) В административном отношении район обследования относится к Осакорскому району Карагандинской области, в окрестностях села Сарыозёк.

2) В пределах района исследования развиты четвертичные отложения, представленные глиной твердой консистенции и кварцево-гравийно-галечным грунтом.

3) В результате инженерно-геологических изысканий на участке было пробурено 9 скважин глубиной 15 м, грунтовые воды в пределах глубины бурения не вскрывались. Полученные данные свидетельствуют о том, что уровень сезонно стабильных грунтовых вод на исследуемом участке находится глубже 15 м, поэтому участок в целом относится к зоне с низким потенциалом затопления при текущих гидрогеологических условиях.

4) Почвы несолёные, содержание легкорастворимых солей (сухой остаток) составляет 0,0470–0,264 %.

5) Почвы с содержанием сульфатов 200–1180 мг/кг.

6) Почвы с содержанием хлоридов 30–630 мг/кг.

7) Фильтрационные свойства почв приведены по данным лабораторных исследований. Коэффициент фильтрации для глины (IGE-1) — 0,0035 м/сутки.

8) Почвы обладают **«ВЫСОКОЙ»** коррозионной агрессивностью по отношению к свинцовым и ~~латунным~~ оболочкам ~~кабл~~ «Высокая» коррозионная агрессивность по отношению к углеродистой и ~~нержавеющей~~ стали. Участок согласно СП РК 2.03-30-2017 по карте сейсмического зонирования OSZ-2475 расположен в зоне с сейсмической опасностью 5 (пять) баллов, по карте сейсмического зонирования OSZ-22475 расположен в зоне с сейсмической опасностью 5 (пять) баллов.

9) Результаты динамического зондирования показывают аномально высокое сопротивление грунта. Установлено, что данное отклонение вызвано наличием слоя гипса с включениями кварцевого гравия и валунов. Влияние данного литологического состава привело к значительной завышенной оценке прочностных и деформационных характеристик грунта.

10) При проектировании необходимо предусмотреть:

а. Фундаменты и основания

а.1. В пределах участка развиты твердые глины (IGE-1) и кварцево-гравийно-галечный грунт (IGE-2).

а.2. При проектировании фундаментов учитывать различия в несущей способности и деформационных свойствах грунтов: глины имеют низкий коэффициент фильтрации (0,0035 м/сутки) и могут иметь неравномерную осадку, в то время как гравийно-галечные отложения обладают высокой прочностью и низкой водопроницаемостью.

б. Коррозионная агрессивность грунтов.

б.1. Грунты обладают высокой коррозионной агрессивностью по отношению к свинцовым и алюминиевым оболочкам кабелей, а также к углеродистой и низколегированной стали.

б.2. При проектировании и строительстве подземных сооружений, кабельных трасс и фундаментов необходимо обеспечить защиту от коррозии (использование сульфатостойкого цемента, защитных покрытий и изоляции, катодная защита).

с. Возможность затопления и дренаж

с.1. Грунтовые воды в пределах глубины бурения (15 м) не вскрывались. Территория относится к зоне с низким потенциалом затопления.

с.2. Однако в понижениях рельефа возможны локальные проявления поверхностных и грунтово-капиллярных вод. Рекомендуется предусмотреть систему поверхностного дренажа.

4 Объем и масштаб проекта

4.1 Текущее состояние энергосистемы

В Карагандинской области будет построена ветроэлектростанция мощностью 500 МВт. Предполагаемое название предлагаемой подстанции — ветропарк «Нура».

Ветропарк будет построен в один этап к 2027 году, включая строительство линии электропередачи 500–220 кВ и вспомогательной подстанции 500 кВ или 220 кВ.

Характеристики зоны электросети. В настоящее время в пределах зоны исследования структура собственности на объекты электросети выглядит следующим образом:

Сеть 500–220 кВ, принадлежащая Казахстанской государственной сетевой управляющей компании, включая:

1) подстанции «Нура» 500 кВ, соединенной с Государственной районной электростанцией «Экибастуз-1» посредством воздушной линии электропередачи «Нура–Экибастуз-1» 500 кВ и воздушной линии электропередачи «Нура–Агадыр» 500 кВ

2) подстанцию «Металлургическая» 220 кВ, на которой расположена двухцепная воздушная линия электропередачи 220 кВ «Вторая Карагандинская государственная районная электростанция — Металлургическая с ответвлением на Третью тепловую электростанцию» и двухцепная воздушная линия электропередачи 220 кВ «Нура — Металлургическая»

Электросеть напряжением 110 кВ и ниже, принадлежащая АО «Караганда Жарык»

Подстанция <И П М> 220/35/6 кВ, принадлежащая АО «Специальная экономическая зона «Сарыарка»

Электроснабжение района исследования осуществляется преимущественно по межрегиональным и межгосударственным линиям, находящимся в ведении Казахстанской национальной компании по управлению энергосистемой, и поступает с существующих тепловых электростанций Второй Карагандинской государственной районной электростанции, Карагандинского энергетического центра и Экибастузского энергетического центра.

Кроме того, вблизи Карагандинской области начали работу солнечная электростанция «Гульшат» мощностью 40 МВт, солнечная электростанция в Сарыанском районе мощностью 100 МВт, солнечная электростанция «Агадыр-1» мощностью 50 МВт

и солнечная электростанция «Кенгир» мощностью 10 МВт

Существующим объектом электросетевой инфраструктуры вблизи площадки ветроэлектростанции «Нура» является подстанция «Нура» 500 кВ, принадлежащая Казахстанской национальной компании по управлению электросетями.

4.2 Обзор проекта

Ветропарк подключен к открытой распределительной подстанции «Нура» 220 кВ посредством двух воздушных линий электропередачи 220 кВ.

Проект включает в себя строительство двух воздушных линий электропередачи 220 кВ «Нура-ВЭС», строительство открытой распределительной подстанции собственного потребления 220 кВ, оснащенной 2 трансформаторами по 360 МВА, а также открытая распределительная подстанция ВЭС 220 кВ выполнена в конфигурации внешнего мостового соединения.

4.3 План развития энергосистемы

В данном разделе рассматриваются прогнозы мощности и спроса на электроэнергию для ветровых электростанций в Карагандинской области.

На основании исходных данных, предоставленных владельцем, мощность ветровых электростанций по годам ввода в эксплуатацию составляет:

2027 г. — 500 МВт

В таблице 2.1 представлены показатели электроснабжения Карагандинской области за отчетный 2023 год.

Таблица 4.1 Показатели Карагандинской области на 2023 год

№	Наименование показателя	Значение
1	Потребление электроэнергии (млрд кВт·ч)	15,33
2	Максимальная нагрузка Карагандинской области, входящей в Единую энергосистему Казахстана (МВт)	1967
3	Максимальная нагрузка Карагандинской области (собственное потребление) (МВт)	2110

4	Установленная мощность электростанций (МВт)	2477
5	Полезная мощность электростанций (МВт)	1996
6	Выработка электроэнергии электростанциями (млрд кВт·ч)	12,2
7	Дефицит (+) / Избыток (-) (млрд кВт·ч)	3,13

В 2023 году годовое потребление электроэнергии в Карагандинской области достигло 15,33 млрд кВт·ч. Максимальная пиковая нагрузка (соответствующая максимальной пиковой нагрузке Единой энергосистемы Казахстана) составила 1 967 МВт, а максимальная пиковая нагрузка собственного потребления региона — 2 110 МВт.

Динамика потребления электроэнергии и нагрузки в Карагандинской области за несколько отчетных лет представлена в таблице 2.2 ниже.

Таблица 4.2 Фактическое потребление электроэнергии в Карагандинской области, 2019 –

Наименование	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электроэнергии: 10 млрд кВт·ч	10,3	10,34	11,13	10,8	15,33
Максимальная мощностная нагрузка, соответствующая максимальной мощностной нагрузке Единой энергосистемы Казахстана	1368	1444	1436	1525	1967

Примечание: Данные по потреблению Карагандинской и Устьюганской областей данные по Карагандинскому энергетическому центру приводятся отдельно.

Прогнозы потребления электроэнергии и нагрузки оцениваются на основе общих тенденций в секторе экономики с учетом целей энергосбережения, роста населения, объемов жилищного строительства, развития промышленных предприятий, технических условий подключения потребителей и имеющихся результатов исследований по региону.

Общий прогноз динамики потребления электроэнергии и нагрузки в Карагандинской области до 2030 года приведен в таблице 2.3.

Таблица 4.3 Прогноз потребления электроэнергии к 2030 году

Наименование	Год			
	2023	2026	2027	2030
	Фактический	Прогноз		
Потребление электроэнергии: 10 млрд кВт·ч	15,33	18,50	21,50	24,00
Максимальная нагрузка Карагандинской области, МВт	1967	2367	2614	2871

Прогнозируемый рост нагрузки на электросеть обусловлен развитием промышленности, расширением деятельности малых и средних предприятий, увеличением производственных мощностей на действующих предприятиях, строительством новых предприятий и модернизацией существующих объектов.

В таблице 4.4 ниже представлены показатели установленной мощности и доступной мощности Карагандинской области до 2030 года.

Таблица 4.4 Установленная мощность (Pinstalled) и доступная мощность (Pavailable) электростанций в Карагандинской области, МВт

Наименование	2023 (по)		2026 (Forecast)		2028 (Forecast-e)		2030 (прогноз ст)	
	Установленная мощность (P)	Доступная мощность (P)	Установленная мощность (P)	Доступная мощность (P)	Установленная мощность (P)	Доступная мощность (P)	Установленная мощность (P)	Доступная мощность (P)
Существующие электростанции								

Первая Карагандинская государственная районная электростанция	84	77	84	77	146	140	146	140
Государственная районная электростанция Топар	643	586	643	586	778	721	778	721
ТЭЦ и ветропарк «АрселорМитт тал Темиртау»	192	105	192	105	192	105	192	105
ОАО «АрселорМитт Темиртау» ТЭЦ № 2 завод	435	225	435	225	435	225	435	225
ООО «Карагандинский энергетический центр» ТЭЦ № 1 Электростанция	24	24	24	24	24	24	24	24
ООО «Карагандинский энергетический центр» ТЭЦ № 3 Электростанция	670	562	790	682	790	682	790	682
Балхашская ТЭЦ	145	145	200	200	200	200	200	200
ТЭЦ ООО «Шахтинская энергетика»	18	12	18	12	18	12	18	12

Солнечная электростанция «Гульшат»	40	35	40	35	40	35	40	35
Солнечная электростанция «Сулан»	100	100	100	100	100	100	100	100
Солнечная электростанция «Агадыр-1»	50	50	50	50	50	50	50	50
Солнечная электростанция «Агадыр-2»	26	26	26	26	26	26	26	26
Балхашская солнечная электростанция	50	49	50	49	50	49	50	49
Ветроэлектростанция «Хужир-Бурятия»	-	-	150	150	150	150	150	150
Ветроэлектростанция Nuga	-	-	-	-	500	500	500	500
Ветровая электростанция «Масдар»	-	-	500	500	500	500	500	500
Осакаровская ветряная электростанция	-	-	100	100	100	100	100	100
Итого	2477	1996	2902	2421	4099	3619	4099	3619

Поэтому на Второй государственной региональной электростанции ООО «Топарская главная подстанция» планируется заменить существующие турбинные агрегаты на 1-м, 3-м и 7-м энергоблоках (общая мощность 241 МВт) на турбоагрегаты общей мощностью 376 МВт к 2028 году.

К 2026 году Благовещенская ТЭЦ планирует установить турбоагрегат мощностью 55 МВт, увеличив установленную мощность станции до 200 МВт.

Расширение Первой региональной электростанции на 63 МВт запланировано к 2028 году.

Расширение Третьей тепловой электростанции на 120 МВт запланировано к 2026 году.

Ввод в эксплуатацию ветровой электростанции «Осаковка» мощностью 150 МВт запланирован на 2026 год.

Ввод в эксплуатацию ветропарка «Нура» мощностью 500 МВт запланирован на 2027 год.

Ввод в эксплуатацию ветропарка «Осаковка» мощностью 100 МВт запланирован на 2026 год.

Развитие электростанций в Карагандинской области планируется на основе документов плана развития энергетики, данных от владельцев электростанций и региональных органов власти.

В приведенной ниже таблице представлен энергетический баланс для типичной зимы в Карагандинской области до 2030 года с учетом вклада от принятых источников генерации.

Электроэнергетический баланс в районе исследования

В соответствии с правилами составления прогнозных балансов электроэнергии и мощности (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 687 от 3 декабря 2015 г., с изменениями, внесенными Приказом № 513 от 14 декабря 2018 г.), объекты возобновляемой энергетики в балансе электроэнергии учитываются в размере 20 % от имеющейся мощности для ветровых электростанций, 30 % — для малых гидроэлектростанций и 0 % — для солнечных электростанций.

Таблица 4.5 Энергетический баланс Карагандинской области при максимальной нагрузке Единой энергосистемы, МВт

№	Позиция	2023 (фактически)	2026 (Прогноз)	2028 (Прогноз)	2030 (Прогноз)
1	Максимальная нагрузка	1967	2367	2614	2871
Мощность генерации					
1	Установленная мощность электростанций	2477	2902	4099	4099
2	Доступная мощность	1996	2421	3619	3619

	Станции				
3	Доступная мощность электростанций (с учетом 20 % ветровой энергии, 0 % солнечной энергии и 30 % мощности малых ГЭС)	1631	1856	2254	2254
4	Дефицит (+) / Избыток (-) (с учетом имеющейся мощности)	-29	-54	-1005	-748
5	Дефицит (+) / Избыток (-) (с учетом 20% доступной ветровой энергии, 0% солнечной энергии и 30% энергии малых ГЭС)	336	511	360	617

Прогнозируется устойчивый рост установленной и доступной мощности электростанций. С учетом ожидаемого баланса электроэнергии предполагается, что дефицит электроэнергии сохранится до 2030 года.

Таблица 4.6. Электроэнергетический баланс Карагандинской области, в млрд кВт·ч

№	Позиция	2023 (фактически)	2026 (Прогноз)	2028 (Прогноз)	2030 (Прогноз)
1	Потребление электроэнергии	15,33	18,5	21,5	24
2	Производство электроэнергии	12,2	13,1	18	18,3
3	Дефицит (+) / Избыток (-)	3,25	4,4	5,5	7,7

Анализ показывает, что к 2030 году энергетический баланс Карагандинской области будет характеризоваться устойчивым дефицитом электроэнергии. Карагандинская область обладает значительными генерирующими мощностями, однако в то же время отмечается высокий уровень потребления электроэнергии. Наличие на ее территории предприятий тяжелой и энергоемкой промышленности привело к возникновению дисбаланса между спросом и предложением. Планируется устранить этот дефицит за счет импорта электроэнергии из соседних регионов. Основным поставщиком станут электростанции Северной зоны Единой энергетической системы Казахстана.

Меры по обеспечению выполнения суточного плана выработки электроэнергии на ветровых электростанциях

Для соблюдения суточного графика выработки электроэнергии на ветровых электростанциях необходимо реализовать следующие меры:

Прогнозирование ветра: Использование исторических данных о ветровых ресурсах региона и данных метеорологической башни, расположенной в конкретном месте ветропарка, для точного прогнозирования выработки ветровой энергии на следующий день. Созданная модель прогнозирования погоды учитывает такие факторы, как рельеф местности, местоположение и сезонные колебания. Использование собранных метеорологических данных обеспечит точность прогнозов ветра.

Использование систем накопления энергии: Применение систем накопления энергии повышает надежность и гибкость работы ветровых электростанций, одновременно смягчая влияние изменчивости ветровой энергии на энергосистему. При емкости систем накопления энергии в 30% это обеспечивает соблюдение графика выработки ветровой электростанции.

Эти меры помогут обеспечить более стабильную и надежную работу ветропарка, интегрируя его выработку в энергосистему с учетом суточной динамики энергопотребления.

Выработка ветровой энергии может быть ограничена по следующим причинам: Технические ограничения энергосистемы. Если энергосистема не может принять всю электроэнергию, вырабатываемую ветропарком, это может привести к снижению мощности или даже к остановке. В таких случаях ограничения зависят от уровней перегрузки и характеристик энергосистемы.

Системные ограничения. Энергосистеме не хватает гибкости при ограниченном балансировании ресурсов. Влияние этого фактора необходимо рассматривать в масштабах всей системы с учетом множества переменных; его невозможно учесть в рамках SVM.

Определение потенциального ограничения выработки ветровой энергии на основе системных ограничений в точке подключения к сети

В соответствии с Приложением 3 «Каталог схем передачи электроэнергии электростанций» Кодекса сети «Учет ограничений выработки электроэнергии из возобновляемых источников в балансах», раздел 2. Исходя из этого требования, потенциальные ограничения передачи в сети для ветропарка «Нура» были определены с использованием прогнозного баланса мощности в нормальном и аварийном режимах.

Для определения потенциального диапазона ограничения выработки ветровой электростанции с учетом ограничений сети в точке подключения было проведено моделирование таблиц часового энергетического баланса для шины 220 кВ на подстанции «Нура» в 2030 году. Моделирование диспетчеризации электростанций в будущем было проведено на основе показателей «Энергетического баланса Республики Казахстан до 2035 года», утвержденного Министерством энергетики, и данных Национальной компании по управлению энергосистемой Казахстана (с учетом пересмотренных объемов генерации: крупномасштабные проекты в области возобновляемой энергетики, предусмотренные межправительственными соглашениями, график аукционов по возобновляемой энергетике до 2027 года и т. д.).

На основе рассчитанного баланса мощностей указанный диапазон нагрузки преобразуется в прогнозный уровень максимальной нагрузки, что позволяет получить прогнозную почасовую нагрузку на будущее.

Моделирование основано на почасовой выработке ветровых электростанций при полной мощности. Расчетный поток мощности по воздушной линии электропередачи 220 кВ, рассчитанный с учетом пропускной способности, отражает коэффициент загрузки сети на ограниченном участке 2 во время нагрузки. В случае сценария, при котором отключена одна из воздушных линий электропередачи 220 кВ, идущих к подстанции «Металлургическая» или подстанции «ИПМ», поток мощности может достигать 499 МВт.

Моделирование почасового потока мощности для шинопровода подстанции «Нура» приведено в Приложении 8. Годовая выработка электроэнергии ветропарка оценивается в 500 МВт. Следует отметить, что согласно стандартам энергосистемы, выработка электроэнергии в точке подключения к сети ограничена 1,66 % от максимальной мощности ветропарка. С учетом емкости системы накопления энергии 150 МВт/300 МВт·ч

ветропарка снижается до нуля. Это связано с тем, что в режиме ограничения, когда выработка ветропарка достигает своего максимума, систему накопления энергии можно переключить в режим накопления для обработки избыточной электроэнергии.

4.4 Необходимость реализации проекта

1) Содействие развитию и использованию возобновляемых ресурсов В настоящее время возобновляемые источники энергии, такие как ветровая и солнечная энергия, будут в центре внимания при развитии новых источников энергии в обозримом будущем. С учетом существующих технологий развития и экономической целесообразности развитие ветровой энергетики имеет определенные преимущества. По мере ускорения локализации производства ветровых турбин цены на них будут и дальше снижаться, что значительно повысит конкурентоспособность ветровой энергетики.

Ветровая энергия считается одним из наиболее ценных экологически чистых и безопасных для окружающей среды источников новой энергии XXI века. Казахстан обладает относительно богатыми запасами ветровой энергии, однако освоение этих ресурсов продвигается медленно. По мере роста экономического уровня экологическое сознание людей постепенно повышается, и все большее внимание уделяется качеству жизни. Развитие экологически чистых и безопасных для окружающей среды источников новой энергии стало направлением развития энергетической отрасли. Поэтому разработка и строительство ветровых электростанций, как одного из таких экологически чистых и безопасных для окружающей среды новых источников энергии, является крайне необходимым. Ветровые электростанции эффективно используют ветроэнергетические ресурсы, что соответствует направлению развития энергетической отрасли и значительно улучшает использование ветроэнергетических ресурсов.

2) Снижение нагрузки на окружающую среду и достижение гармоничного экономического и экологического развития

Защита и улучшение окружающей среды, необходимой для выживания человека, при одновременном достижении устойчивого развития, представляют собой общее стремление всех наций. В качестве основополагающей стратегии социально-экономического прогресса

устойчивое развитие стало толчком для ряда значимых инициатив. Рациональное освоение и сохранение природных ресурсов, совершенствование методов их использования, корректировка структур распределения ресурсов и повышение эффективности их использования — все это является эффективными путями улучшения экологической обстановки и защиты окружающей среды.

Общая установленная мощность проекта «Карагандинская ветряная электростанция» составляет 500 МВт. После завершения строительства он позволит сократить годовые выбросы различных загрязнителей воздуха, таких как диоксид серы (SO_2), оксида углерода (CO) и диоксида углерода (CO_2).

Таким образом, ветровая энергетика не только служит эффективным дополнением к энергоснабжению, но и, как экологически чистая электроэнергия, помогает снизить нагрузку на окружающую среду со стороны энергетической отрасли и способствует устойчивому экономическому развитию региона,

принося значительные социальные выгоды.

3) Улучшить структуру регионального энергоснабжения, повысить надежность энергоснабжения и удовлетворить потребности в электроэнергии для социально-экономического развития.

В целом, ветровая энергетика является относительно зрелой технологией производства энергии из возобновляемых источников. Карагандинская область является одним из регионов с богатыми ветровыми ресурсами и обладает хорошим потенциалом для развития ветровой энергетики. Строительство Карагандинской ветровой электростанции соответствует принципам устойчивого развития и политике развития энергетики. Оно может сократить потребление ископаемых ресурсов и снизить загрязнение окружающей среды, вызванное выбросами вредных газов при сжигании угля, играя положительную роль. Поэтому строительство Карагандинской ветровой электростанции является необходимым.

4.5 Масштаб строительства электростанции, ее место и роль в системе

Установленная мощность Карагандинской ветровой электростанции составляет 500 МВт. После завершения строительства, как один из проектов Казахстана по подключению объектов возобновляемой энергетики к энергосистеме, она будет играть решающую

роль в удовлетворении растущего спроса на электроэнергию в регионе, содействии более рациональному распределению источников энергии, адаптации к быстро растущей нагрузке в регионе, увеличении доли возобновляемой энергии в энергосистеме и улучшении состояния окружающей среды.

4.6 План подключения к сети

С учетом масштаба ветропарка, направления передачи электроэнергии и структуры окружающей энергосистемы план подключения к сети включает: строительство двух воздушных линий электропередачи 220 кВ («Нура–Ветропарк»), строительство на территории ветропарка открытого распределительного пункта 220 кВ, оснащенного трансформаторами 2×360 МВА, а также реализацию схемы подключения с внешним мостом для открытого распределительного пункта ветропарка 220 кВ.

5. Выбор турбин, планировка и расчет мощности генерации ()

5.1 Выбор ветрогенераторов и расчет их производительности

5.1.1 Диапазон мощности одной единицы

Согласно опыту реализации отечественных и международных проектов ветровых электростанций, при наличии удобного транспорта, доступных технологий производства ветровых турбин и разумных цен, более высокая мощность одной единицы способствует более полному использованию земельных и ветровых ресурсов ветровой электростанции, что приводит к улучшению общей экономической эффективности проекта. Однако для конкретной ветровой электростанции, с учетом существующих экономических, технических условий и уровня локализации, выбор мощности одной единицы в пределах определенного диапазона обеспечит относительно более высокую экономическую эффективность проекта.

Если рассматривать ветропарки, уже работающие или строящиеся в стране и за рубежом, мощность отдельных агрегатов, подключенных к сети и введенных в коммерческую эксплуатацию, сильно варьируется — от 5,0 МВт до более 10 МВт. Что касается производителей ветрогенераторов, то продукция любого из них разрабатывается и производится с учетом их технических возможностей и оценки рынка. После периода эксплуатационных испытаний производители анализируют технологические и рыночные перспективы и рекомендуют разработчикам ветропарков модели, которые, по их мнению, станут основными. Для разработчиков, поскольку модели, рекомендованные производителями, имеют богатый опыт в строительстве и эксплуатации, использование таких моделей с опытом эксплуатации может снизить риски проекта. В то же время, благодаря зрелой технологии и массовому производству, цены могут быть относительно ниже.

При выборе мощности отдельной единицы сначала следует определить диапазон мощностей, подходящий для проекта, а затем выбрать в пределах этого диапазона модель с зрелой технологией, хорошими рыночными показателями, экономичностью и высоким уровнем локализации. В соответствии с текущим состоянием внутреннего и международного рынка ветровых турбин и установленной мощностью существующих

В отечественных ветровых электростанциях ветровые турбины можно разделить на следующие категории в зависимости от мощности: 5,Х–6,Х МВт, 7,Х–8,Х МВт, а также 9,Х–10 МВт и выше. 1) Класс 5,Х–6,Х

МВт: Турбины этого класса широко используются в отечественных и международных ветровых электростанциях. Диаметр их роторов составляет около 170–220 метров, а высота втулки — около 100–160 метров. Они имеют определенный опыт эксплуатации, относительно зрелую технологию и подходят для малых и средних ветровых электростанций с неблагоприятными условиями на площадке и сложными условиями транспортировки. У них все еще есть определенное место и потенциал на рынке.

2) Класс 7,Х МВт и 8,Х МВт: С развитием крупномасштабных ветроэнергетических проектов агрегаты этого класса постепенно стали применяться в различных проектах. Диаметр ротора обычно составляет 170–220 метров, а минимальная высота оси — около 115–160 метров. Благодаря относительно большой мощности отдельного агрегата они подходят для ветропарков с высокой скоростью ветра и позволяют сэкономить на затратах на строительство дорог и линий электропередачи.

3)Класс 9 , Х МВт и 10 МВт+: Благодаря быстрому развитию технологий ветровых турбин мощность одной установки теперь может достигать 9 МВт и более 10 МВт. Для них требуется меньшее количество мест установки, и в случаях, когда количество мест ограничено, можно использовать установки этого класса. Сокращение затрат на землю, дороги и линии электропередачи является более значительным.

Эта ветряная электростанция расположена в холмистой местности города Караганда, Казахстан. На ветропарке наблюдается умеренно высокая интенсивность турбулентности и высокие экстремальные скорости ветра, что требует выбора ветрогенераторов с экстремальными и усталостными характеристиками, отвечающими требованиям по устойчивости к сильным ветрам и морозостойкости. В то же время модель должна иметь международную сертификацию. С учетом комплексного анализа площади участка ветропарка, топографии, геологии, транспортных условий, современного состояния отечественных и международных технологий и рынка ветрогенераторов, а также экономики проекта, диапазон мощности отдельных агрегатов

для ветрогенераторов в рамках данного проекта ветропарка установлен в диапазоне от 7,5 МВт и 10,0 МВт для сравнительного анализа

5.1.2 Выбор исходной модели

С учетом полного использования ветроэнергетических ресурсов и безопасности ветротурбин, а также на основе обзора отечественных и международных производителей ветротурбин, характеристик ветроэнергетических ресурсов, рельефа местности, транспортных условий, интенсивности турбулентности и зрелости различных турбин для данного проекта в сочетании с производственными возможностями поставщиков предлагается 6 моделей ветротурбин для сравнения. Для простоты модели обозначены сокращениями от WTG1 до WTG6. Все вышеуказанные модели оснащены технологией защиты от падения напряжения.

Предлагаемые модели для сравнения включают 6 типов с мощностью одной единицы от 7,5 МВт до 10,0 МВт. Характеристические параметры каждой модели для сравнения приведены в таблице 5.1-1. Кривые мощности и коэффициенты тяги при стандартной плотности воздуха для каждой модели для сравнения приведены соответственно в таблице 5.1-2, на рисунке 5.1-1 и на рисунке 5.1-2.

Таблица 5.1-1 Характеристические параметры ветрогенераторов

Пункт		Ед. ед иц а	WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6
Номинальная мощность		кВт	7500	8000	7700	8500	8000	10000
Ротор	Лопастей		3	3	3	3	3	3
	Диаметр	м	183,5	181,1	197,3	186	194,17	230
	Сметенная Площадь	м ²	26446	25759	31416	27172	29865	41547
	Втулка Высота	м	110	110	110	110	110	125
	Регулирование мощности		Шаг/Скорость	Шаг/Скорость	Шаг/Скорость	Шаг/Скорость	Тон/Скорость	Шаг/скорость
	Включение Скорость	м/с	2,5	3	3	3	3	3
	Вырез Скорость	м/с	24	25	22	25	25	25

	Оценка Скорость	м/с	12,1	13,5	13	14,5	14,2	13,5
Генератор	Тип		Med-Spe PM	DFIG	DFIG	Semi-Direct PM	DFIG	DFIG
	Тип		1380	1140	1140	1140	1140	1140
	Частота	Гц	50/60	50	50	50	50	50
Тормоз			Aero+Mech	Aero+Mech	Aero+Mech	Aero+Mech	Aero+Mech	Aero+Mech
Окружающая среда	Эксплуатация Темп	°C	-30~45	-20~45	-30~40	-30~40	-30~40	-30~40
	Выживание Температура	°C	-40~50	-30~50	-40~50	-40~50	-40~50	-40~50
Башня	Безопасность Класс		Коническая	Конический	Коническая	Конический	Конический	Конический
Безопасность Класс			IEC S	IEC S	IEC S	IEC A	IEC S	IEC S
Безопасность Скорость	50-летний порыв	м/с	53,2	59,5	42,5 (при сильном ветре)	52,5	59,5	56
Международный сертификат ?			Да	Да	Срок действия до 2025 г.	Нет	Да	Нет

Таблица 5.1-2 Кривые мощности и коэффициенты тяги сравниваемых моделей при стандартной плотности воздуха

Скорость ветра (м/с)	Мощность (кВт)						Коэффициент тяги					
	1	0	9,2	0	0	0	0,9999		1,429			
2,5							0,9736	0,8640	1,209	1,1261	1,0180	1,2042
3,0	83,15	3	83,2	155,1	149,4	108,6	0,9472	0,8300	1,0581	1,0249	0,9071	1,0529
3,5	234,15	107	228,5	270,0	269,2	301,1	0,921	0,8070	0,9472	0,9236	0,8223	0,9406
4,0	419,18	260	431,1	420,9	447,2	550,7	0,8364	0,7980	0,8609	0,8840	0,7518	0,8535
4,5	640,66	491	685,8	624,8	683,8	864	0,8003	0,7880	0,7881	0,8794	0,7204	0,7927
5,0	892,18	768	981,9	874,0	984,4	1222,6	0,7858	0,7700	0,7732	0,8739	0,7216	0,7939
5,5	1188,72	1081	1325,2	1179,8	1346,2	1646,7	0,7655	0,7540	0,7732	0,8673	0,7225	0,7948
6,0	1548,69	1442	1728,5	1540,2	1770,4	2156,3	0,7599	0,7340	0,7732	0,8594	0,7232	0,7954
6,5	1955,21	1857	2203,2	1963,7	2260,2	2761,3	0,7396	0,7100	0,7732	0,8506	0,7238	0,7960
7,0	2423,3	2333	2750,7	2453,6	2823,1	3467,6	0,7242	0,6920	0,7732	0,8411	0,7248	0,7891
7,5	2963,88	2871	3370,6	3007,7	3472,6	4294,1						

8,0	3543,4 2	347 2	4045, 7	3624. 2	4208. 1	5205	0,707 3	0,674 0	0,764	0,803 4	0,685 4	0,742 6
8,5	4169,1 8	410 6	4744, 4	4283. 7	5004. 3	6152	0,670 1	0,652 0	0,721 8	0,756 4	0,648 5	0,697 6
9,0	4796	477	5476	4946.	5837	7113.	0,634	0,620	0,681	0,710	0,614	0,654

		5	8	5	7	3	8	0	9	8	1	5
9,5	5393,7 9	541 1	6160, 8	5620. 5	6638. 9	8094. 9	0,594 1	0,576 0	0,644 6	0,666 6	0,581 9	0,613 9
10,0	5919,1	601 9	6767, 3	6189. 5	7183. 2	9042	0,543 9	0,521 0	0,602	0,624 1	0,551 9	0,574 4
10,5	6386,0 6	659 5	7216, 7	6725. 2	7515	9933. 2	0,494 9	0,463 0	0,515 3	0,583 9	0,523 5	0,536 0
11,0	6777,8 5	713 0	7518, 7	7183. 9	7701. 5	10000	0,448 2	0,411 0	0,425 6	0,551 4	0,463 5	0,435 9
11,5	7083,6 1	757 8	7632, 9	7569. 7	7812. 4	10000	0,402 7	0,365 0	0,362 6	0,515 9	0,387 8	0,369 3
12,0	7313,1 6	787 3	7663	7879. 9	7876. 6	10000	0,359 2	0,326 0	0,313 7	0,458 8	0,333 2	0,318 9
12,5	7443,9 8	797 4	7696, 4	8095. 4	7918. 4	10000	0,321 4	0,294 0	0,274 3	0,388 5	0,290 1	0,278 4
13,0	7493,8 2	799 7	7700	8240. 7	7945. 3	10000	0,283 6	0,266 0	0,241 9	0,341 1	0,254 1	0,244 7
13,5	7500	800 0	7700	8341. 8	7975. 3	10000	0,251 5	0,243 0	0,214 8	0,303 4	0,224 9	0,217 1
14,0	7500	800 0	7700	8410. 0	8000	10000	0,223 2	0,222 0	0,192	0,272 4	0,200 5	0,193 8
14,5	7500	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,199 4	0,205 0	0,172 5	0,246 2	0,179 6	0,173 9
15,0	7500	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,179 4	0,190 0	0,155 8	0,224 0	0,161 8	0,156 9
15,5	7500	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,162 7	0,179 0	0,141 4	0,204 9	0,146 3	0,142 2
16,0	7500	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,146 7	0,162 0	0,128 8	0,180 3	0,132 9	0,129 3
16,5	7500	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,133 7	0,148 0	0,117 7	0,165 9	0,121 2	0,118 1
17,0	7500	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,122 5	0,135 0	0,108	0,153 2	0,110 9	0,108 3
17,5	7500	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,112 4	0,124 0	0,099 4	0,142 1	0,101 7	0,099 5
18,0	7500	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,102 6	0,114 0	0,091 8	0,132 3	0,093 6	0,091 8
18,5	7500	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,095 1	0,106 0	0,085	0,123 5	0,086 4	0,084 9
19,0	7458,1	800 0	7700	8500 0	8000	10000	0,087 6	0,098 0	0,078 9	0,115 7	0,080 0	0,078 7
19,5	7240,5 2	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,080 5	0,091 0	0,073 4	0,108 7	0,074 2	0,073 2
20,0	6931,4 9	800 0	7700	8500. 0	8000	10000	0,072 4	0,085 0	0,068 5	0,102 4	0,069 0	0,068 2
20,5	6584,7 3	780 0	7700	8476 3	8000	10000	0,064 4	0,077 0	0,064 1	0,094 1	0,064 3	0,063 7
21,0	6131,9 8	754 3	7700	8244. 1	8000	10000	0,057	0,071 0	0,06	0,086 6	0,060 1	0,059 6
21,5	5663,4 6	728 5	7700	7727. 8	8000	10000	0,049 2	0,065 0	0,056 4	0,079 2	0,056 2	0,055 9
22,0	5237,7	702 7	7700	7027, 3	8000	10000	0,042 8	0,060 0	0,053	0,071 7	0,052 7	0,052 5
22,5	4719,1 5	676 9		6317, 0	8000	9250. 9	0,036 9	0,056 0		0,064 2	0,049 5	0,049 5
23,0	4398,7 8	651 0		5843. 0	8000	8500. 9	0,031 8	0,051 0		0,056 8	0,046 6	0,046 8
23,5	4124,6 9	625 2		5382, 2	8000	8250. 8	0,028	0,048 0		0,049 3	0,043 9	0,044 5
24,0	3846,8 7	599 1		5007, 6	8000	8000. 8	0,025	0,044 0		0,041 9	0,041 5	0,042 5
24,5		573 3		4583. 4	8000	7750. 8		0,041 0		0,034 4	0,039 2	0,040 8
25,0		547 6		4593 4	8000	7500. 8		0,038 0		0,023 6	0,037 0	0,039 5

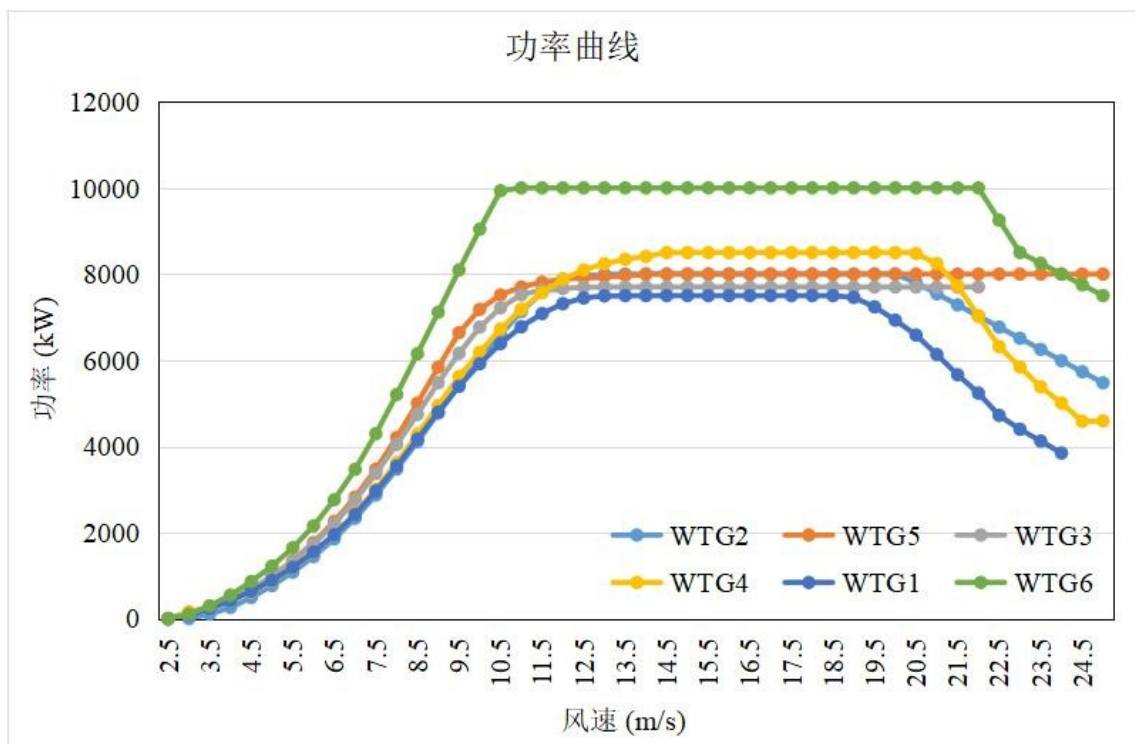


Рисунок 5.1-1 Кривые мощности сравниваемых моделей (стандартная плотность воздуха)

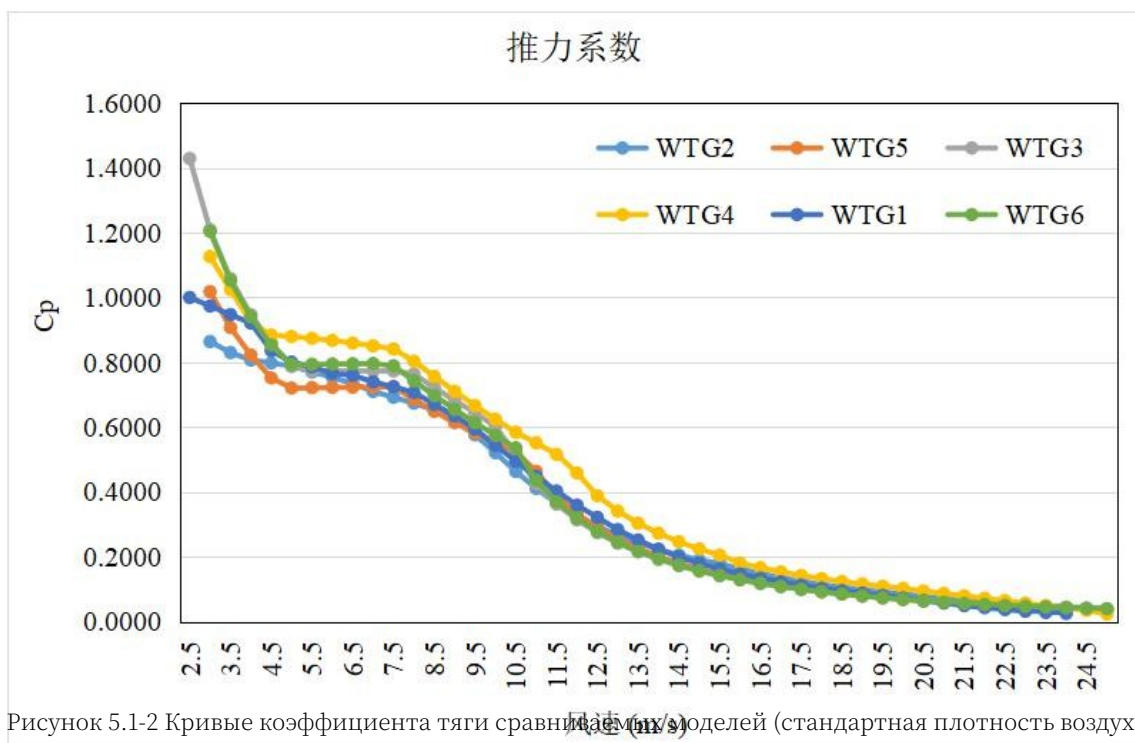


Рисунок 5.1-2 Кривые коэффициента тяги сравниваемых моделей (стандартная плотность воздуха)

5.2 Общая схема ветрогенераторов « »

5.2.1 Принципы размещения

При размещении ветровых турбин на территории ветропарка соблюдаются следующие принципы:

1) Предпочтительно размещать турбины в зонах с высокой плотностью энергии ветра. Исходя из диаграмм направления ветра и розы ветровой энергии, в преобладающем направлении ветра расстояние между турбинами должно быть более чем в 5 раз больше диаметра ротора; в направлении, перпендикулярном преобладающему ветру, расстояние должно быть более чем в 3 раза больше диаметра ротора. Поскольку направление ветра в данном проекте относительно сконцентрировано, уделяется должное внимание тому, чтобы расстояние, перпендикулярное преобладающему ветру, было более чем в 2 раза больше диаметра ротора.

2) Тщательно проанализировать характеристики поверхности, чтобы избежать размещения турбин на подветренных склонах в направлении преобладающего ветра или в других зонах с высокой интенсивностью турбулентности. Выбрать подходящее расстояние между рядами и столбцами, чтобы минимизировать эффект следа, при этом полностью используя земельные ресурсы.

3) Сведите к минимуму инвестиции в проект за счет сокращения протяженности дорог и кабелей. 4) Располагайте турбины относительно центрально, чтобы облегчить управление и снизить потери в линии

§ Соблюдайте расстояния от гражданских и военных объектов, обеспечивая расстояние более 300 м от жилых домов. В частности, убедитесь, что высота турбины не превышает ограничений по высоте навигационных станций, чтобы проект не создавал препятствий для местного производства и жизни.

§ При наличии ограничивающих факторов, таких как сельскохозяйственные угодья, экологически значимые лесные территории, природно-заповедные зоны, зоны строгого экологического контроля и горнодобывающие предприятия, места установки турбин следует выбирать вдали от этих запретных зон.

5.2.2 Схема расположения

При разработке схемы размещения ветровых турбин выполняются следующие шаги:

1) С помощью программного обеспечения WindSim для анализа ветровых ресурсов, основанного на технологии CFD, в сочетании с топографической картой и таблицами распределения частоты направления и скорости ветра, полученными с ветровых измерительных башен, создается карта распределения скорости ветра в районе ветропарка. Район ветропарка в основном холмистый, и ветровые энергетические ресурсы сосредоточены в местах с относительно высокой высотой над уровнем моря. Ветроэнергетические ресурсы ветропарка показаны на рисунке 5.2-1. 2) С использованием широко применяемого программного обеспечения для оптимизации проектирования ветропарков openwind, в соответствии с принципами размещения, изложенными в разделе 5.2.1, и с учетом цели строительства мощностью 500 МВт на данном этапе, было отобрано 69 потенциальных мест для установки турбин

, подходящих для застройки.

3) С помощью моделей WTG1~WTG6 для уточнения схемы расположения турбин были получены схемы расположения турбин, показанные на рисунках 5.2-2–5.2-5.

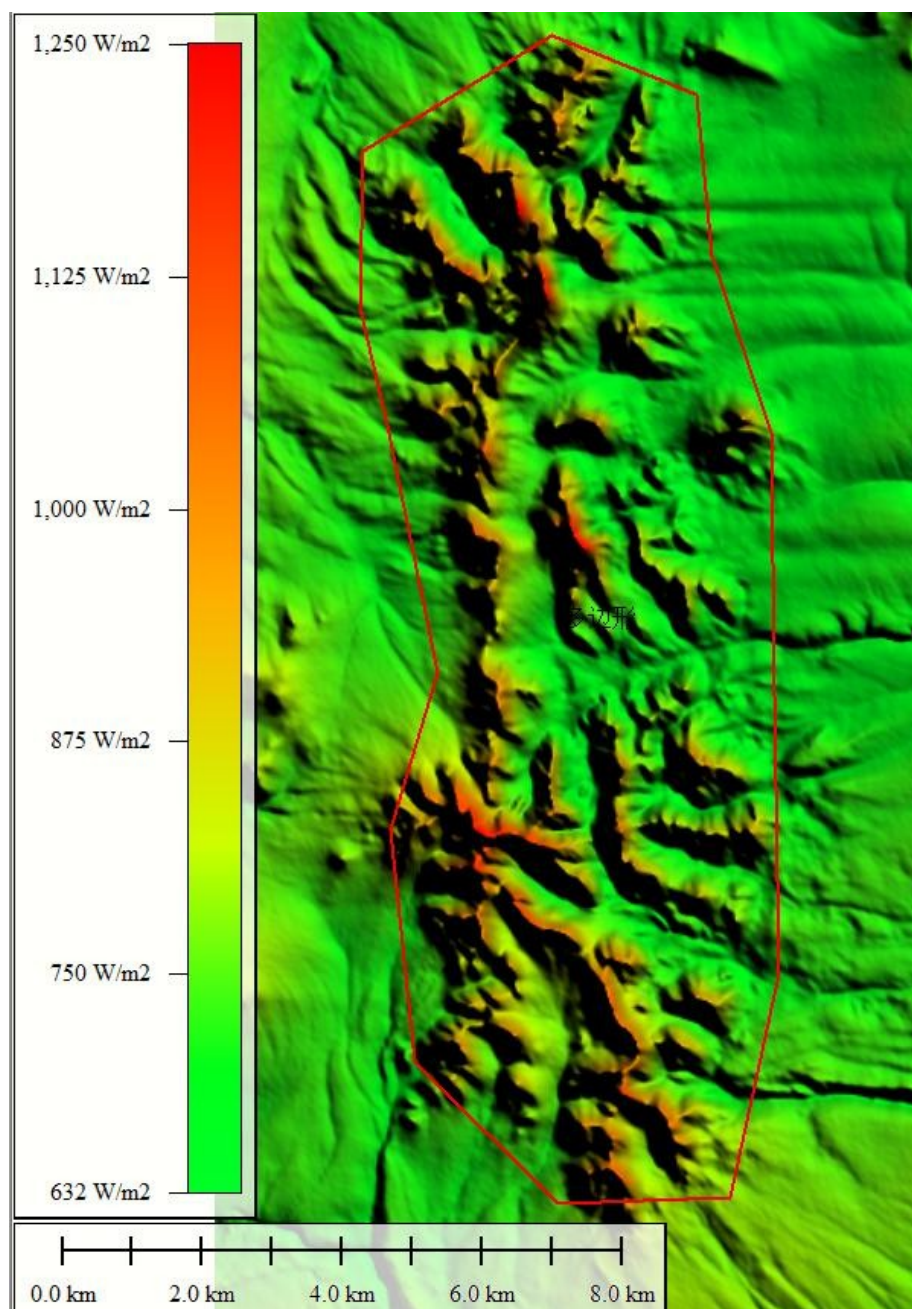


Рисунок 5.2-1 Схематическое изображение распределения ветровых энергетических ресурсов на ветропарке

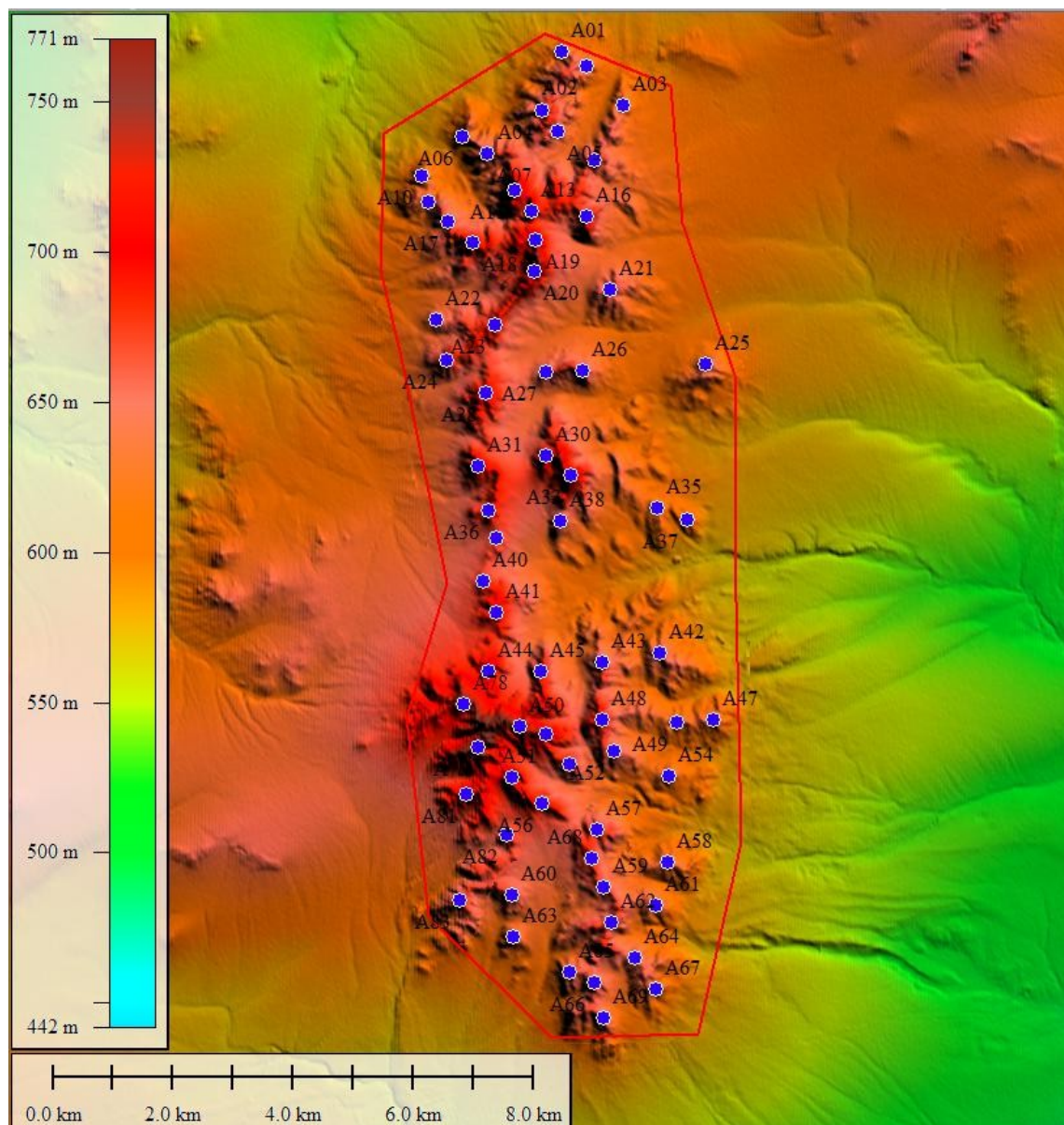


Рис. 5.2-2 Схема размещения 67 единиц модели WTG1

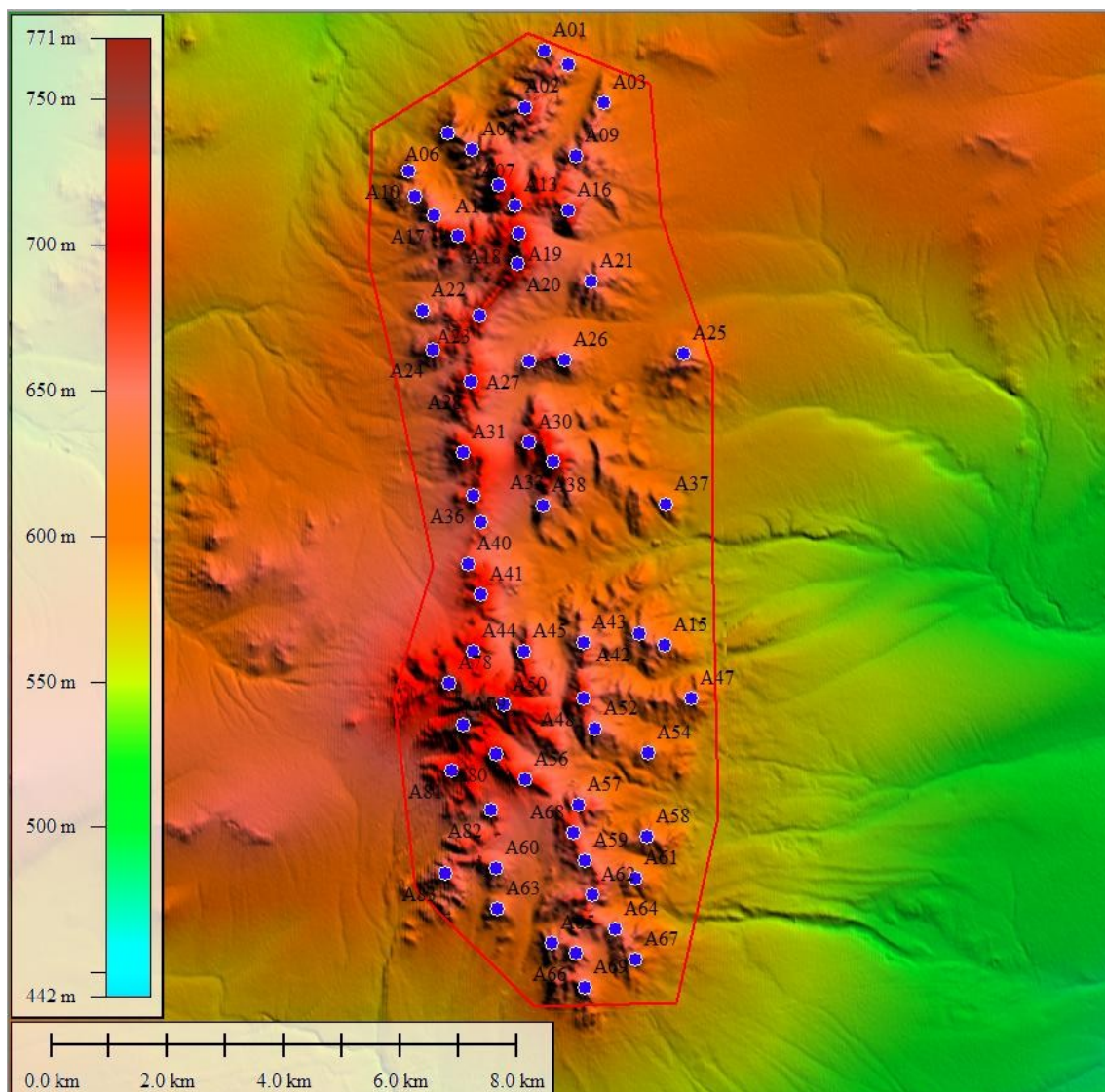


Рис. 5.2-3 Схема размещения 63 единиц моделей WTG2 и WTG5

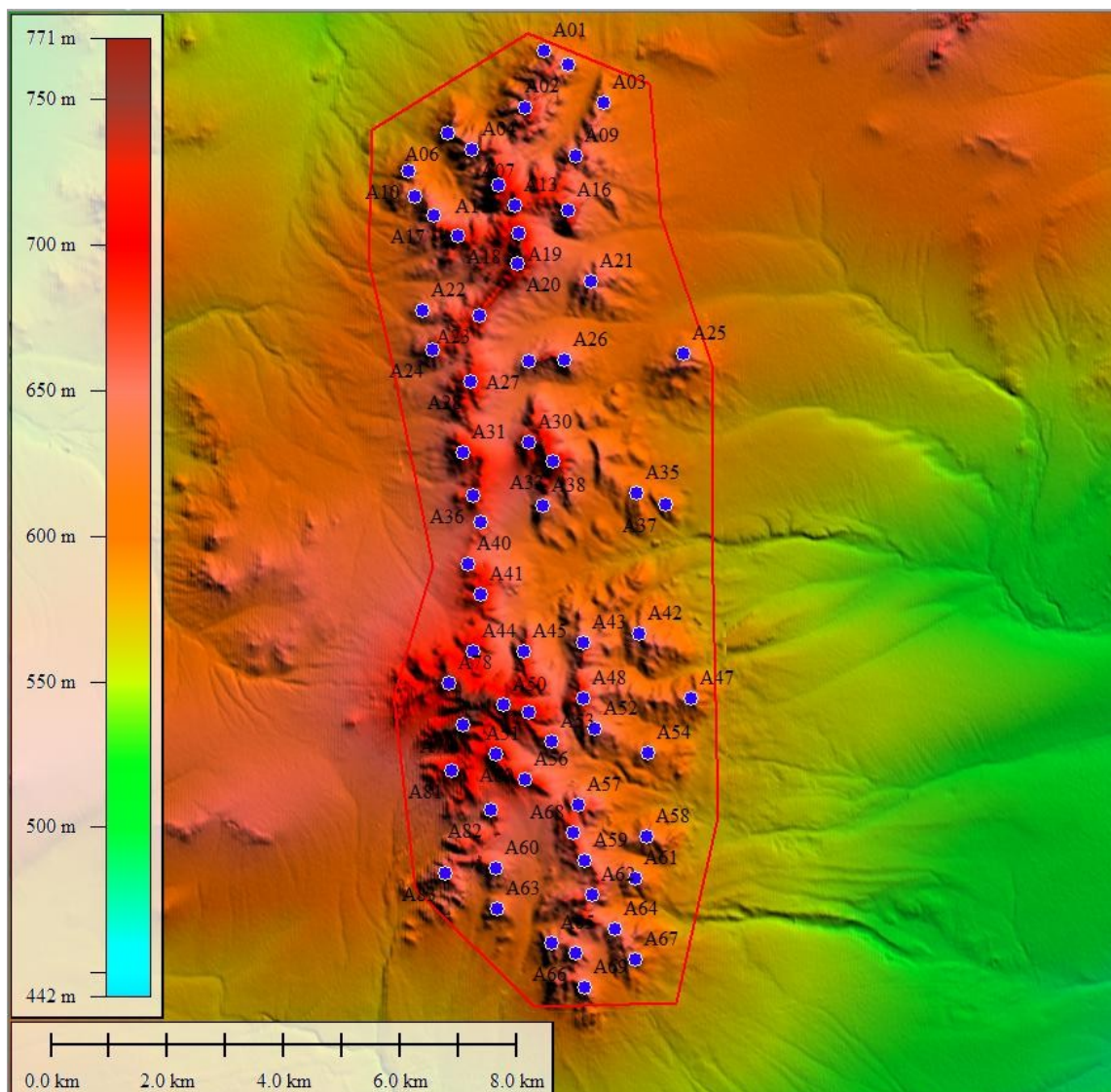


Рисунок 5.2-4 Схема размещения 65 единиц модели WTG3

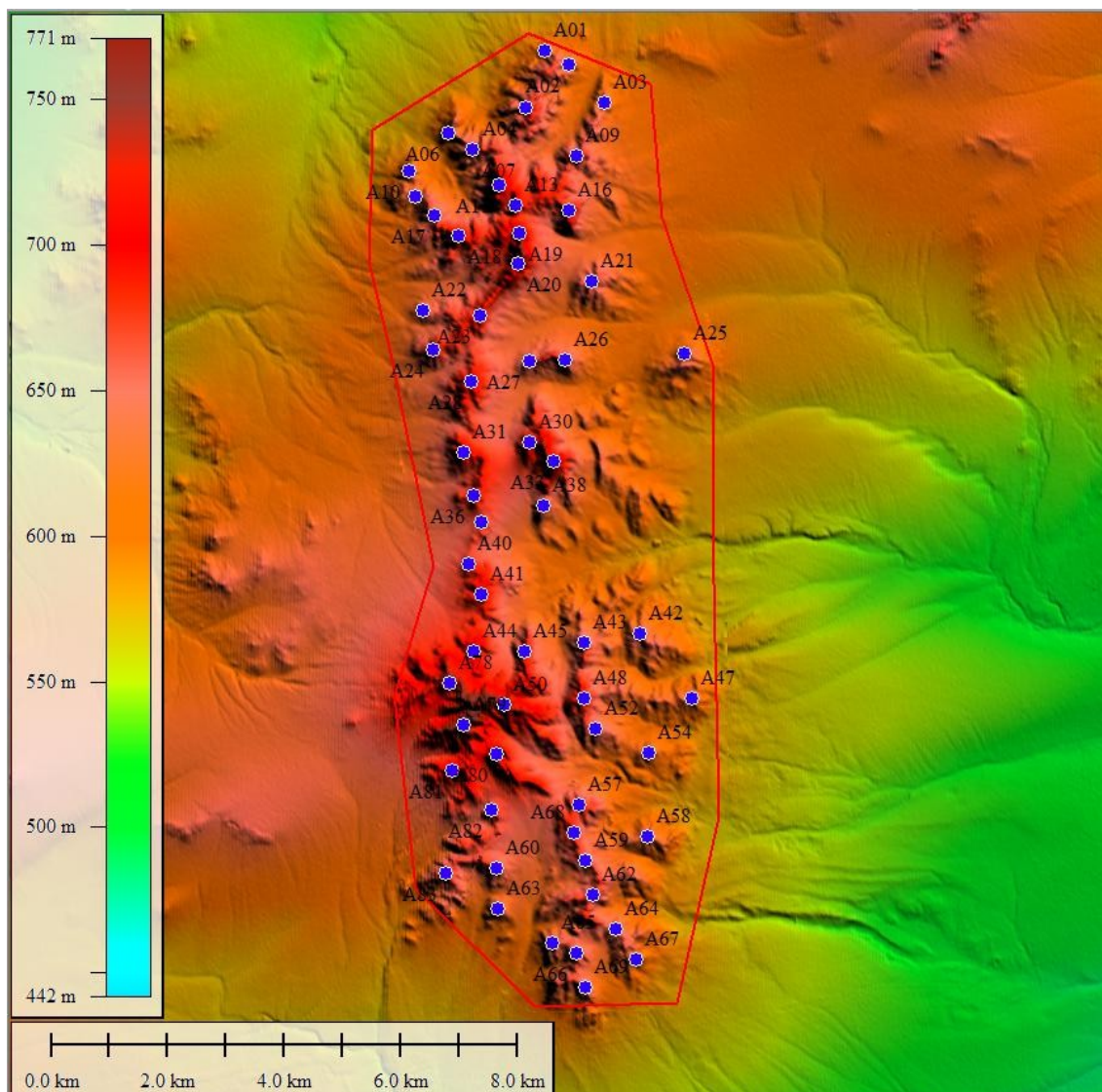


Рисунок 5.2-5 Схема размещения 59 единиц модели WTG4

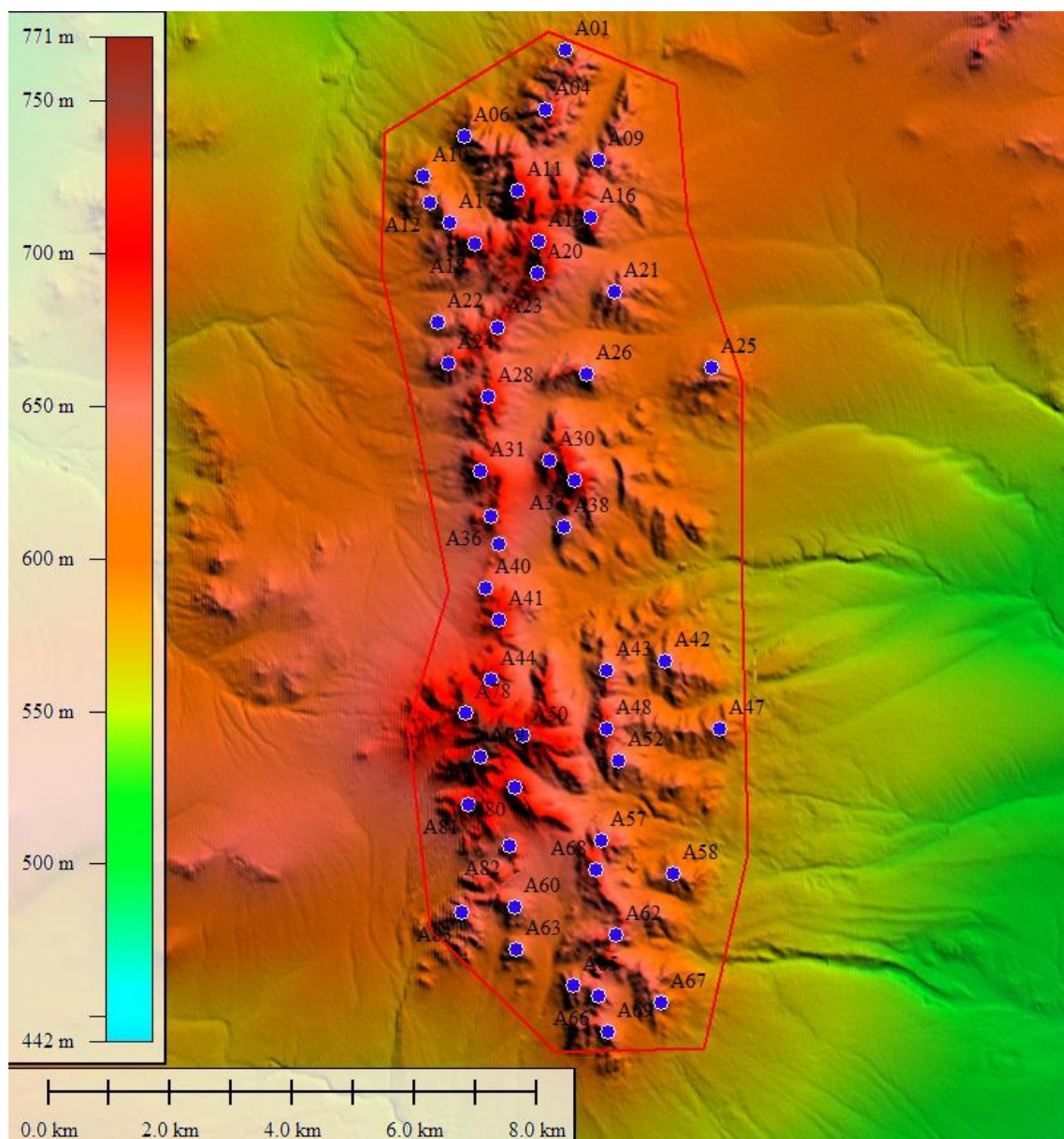


Рисунок 5.2-6 Схема размещения 50 единиц модели WTG6

5.2.3 Сравнение моделей

5.1.3.1 Расчет выработки электроэнергии при подключении к сети для каждой схемы модели

а) Предпосылки расчета

- 1) Данные о ветроресурсе: Используются скорректированные данные о ветроресурсе за полный год, полученные с трех метеорологических вышек.
- 2) Модели ветрогенераторов: на кривых мощности для всех модельных схем используются стандартные кривые мощности при стандартной плотности воздуха, преобразованные программным обеспечением в кривые мощности при местной плотности воздуха

в соответствии со стандартами МЭК. Высота вала соответствует рекомендуемой высоте, предусмотренной для каждой модели.

3) Установленная мощность: общая установленная мощность для каждой модельной схемы рассчитана так, чтобы быть максимально близкой к 500 МВт.

4) Расположение турбин: для каждой сравниваемой модели проводятся пробные расчеты на основе методов оптимизации расположения. После всестороннего учета максимальной выработки электроэнергии и экономической эффективности для каждой модели принимается оптимальная схема расположения, выбранная из результатов пробных расчетов.

5) Данные о рельефе: топографическая карта, используемая на данном этапе, представляет собой съемочную карту в масштабе 1:2000.

б) Методы и этапы расчета

1) Исходя из характеристик ветровых ресурсов и рельефа местности, а также в соответствии с выбранными границами участка проекта и требованиями к установленной мощности, с использованием принципа минимизации эффектов следа и максимизации годовой выработки электроэнергии, программное обеспечение Openwind используется для оптимизации расположения ветровых турбин. Затем с помощью программного обеспечения WindSim рассчитывается теоретическая выработка электроэнергии и эффекты следа для каждой типовой схемы.

2) Годовая теоретическая выработка электроэнергии для каждой сравниваемой схемы модели рассчитывается на основе динамической кривой мощности и кривой тяги при стандартной плотности воздуха, предоставленных производителем, преобразованных программным обеспечением в кривую мощности при местной плотности воздуха. При расчете учитываются эффекты следа. На этой основе, после учета ряда коэффициентов уменьшения, влияющих на энергетическую выгоду ветровых турбин, рассчитывается годовая выработка электроэнергии, подключенной к сети, для каждой сравниваемой схемы. После учета понижения плотности воздуха и эффектов следа другие совокупные потери при выработке электроэнергии, подключенной к сети, для каждой модельной схемы принимаются равными 15,13%, а неопределенность — 15,61%. Результаты расчета выработки электроэнергии, подключенной к сети, для каждой сравниваемой модели в данном проекте ветропарка приведены в таблице 5.2-1.

в соответствии со стандартами МЭК. Высота ступицы — это рекомендуемая высота ступицы, которая в настоящее время используется при производстве каждой модели.

3) Установленная мощность: Общая установленная мощность для каждой схемы модели рассчитана так, чтобы быть максимально близкой к 500 МВт.

4) Расположение турбин: для каждой сравниваемой модели проводятся пробные расчеты на основе методов оптимизации расположения. После всестороннего учета максимальной выработки электроэнергии и экономической эффективности для каждой модели принимается оптимальная схема расположения, выбранная из результатов пробных расчетов.

5) Данные о рельефе: топографическая карта, используемая на данном этапе, представляет собой съемочную карту в масштабе 1:2000.

b) Методы и этапы расчета

1) Исходя из характеристик ветровых ресурсов и рельефа местности, а также в соответствии с выбранными границами участка проекта и требованиями к установленной мощности, с использованием принципа минимизации эффектов следа и максимизации годовой выработки электроэнергии, программное обеспечение Openwind используется для оптимизации расположения ветровых турбин. Затем с помощью программного обеспечения WindSim рассчитывается теоретическая выработка электроэнергии и эффекты следа для каждой типовой схемы.

2) Годовая теоретическая выработка электроэнергии для каждой сравниваемой схемы модели рассчитывается на основе динамической кривой мощности и кривой тяги при стандартной плотности воздуха, предоставленных производителем, преобразованных программным обеспечением в кривую мощности при местной плотности воздуха. При расчете учитываются эффекты следа. На этой основе, после учета ряда коэффициентов уменьшения, влияющих на энергетическую выгоду ветровых турбин, рассчитывается годовая выработка электроэнергии, подключенной к сети, для каждой сравниваемой схемы. После учета понижения плотности воздуха и эффектов следа, прочие совокупные потери при выработке электроэнергии, подключенной к сети, для каждой модельной схемы принимаются равными 15,13%, а неопределенность — 15,61%. Результаты расчета выработки электроэнергии, подключенной к сети, для каждой сравниваемой модели в данном проекте ветропарка приведены в таблице 5.2-1.

Таблица 5.2-1 Сравнение результатов расчета выработки электроэнергии для каждой схемы

Модель	Единица	ВЭУ1	ВЭУ2	ВЭУ3	WTG4	WTG5	WTG6
Количество единиц	Единица	67	63	65	59	63	50
Вместимость	кВт	7500	8000	7700	8500	8000	10000
Диаметр ротора	м	183,5	181,1	197,3	186	194,17	230
Высота ступицы	м	110	110	110	110	110	125
Всего Мощность	МВт	502,5	504	500,5	501,5	504	500
Теоретическое генерация	МВт·ч	2396624	2341108	2511150	2292994	2562126	2602296
Потери на выходе	%	5,17%	4,63%	6,13%	5,71%	5,11%	5,63%
Общий убыток	%	15,13%	15,13%	15,13%	15,13%	15,13%	15,13 %
Чистая выработка (P50)	МВт·ч	1928802	1894860	2000596	1834976	2063289	2084238
Полная нагрузка Часы работы (P50)	ч	3838	3760	3997	3659	4094	4168
Итого Неопределенность	%	15,61%	15,61%	15,61%	15,61%	15,61%	15,61%
Чистая выработка (P75)	МВт·ч	1725723	1695355	1789957	1641775	1846049	1864793
Полная нагрузка Часы (P75)	ч	3434	3364	3576	3274	3663	3730
Чистая выработка (P90)	МВт·ч	1642345	1624011	1700376	1467389	1659438	1667651
Полная нагрузка Часы (P90)	ч	3071	3008	3198	2927	3375	3335

Из таблицы 5.2-1 видно, что за исключением модели WTG6 все остальные модели имеют небольшой перекресток установленной мощности. При расчете объема выработки электроэнергии проводится статистический анализ режима полной нагрузки для каждой модели, при этом выработка, превышающая полную нагрузку в 500 МВт, ограничивается. Среди 6 сравниваемых моделей схема модели WTG6 имеет наибольшую годовую теоретическую выработку электроэнергии — 2 602 296 МВт·ч при эквивалентном количестве часов полной нагрузки P75, равном 3 730 ч; за ней следует схема модели WTG5 — 2 562 126 МВт·ч при годовом эквивалентном количестве часов полной нагрузки, равном 3 663 ч.

Технические и экономические показатели для каждой сравниваемой модели

приведены в таблице 5.2-2.

Таблица 5.2-2 Экономические показатели сравниваемых моделей

Позиция	Единица	WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6
Количество единиц	Единица	67	63	65	59	63	50
Общая мощность	МВт	502,5	504	500,5	501,5	504	500
Стоимость турбины (включая передачу в башне/коробке)	10 тыс. юаней	125 897	119 286	117 770	110405	111911	109672
Стоимость установки	10 тыс. юаней	13568	13608	13514	13 541	13608	11880
Стоимость фундамента	10 тыс. юаней	13578	13618	13524	13 551	13618	13510
Инвестиции в дорожную инфраструктуру	10 тыс. юаней	9938	9345	9641	8751	9345	7417
Приобретение земельного участка	10 тыс. юаней	766	720	743	674	720	571
Стоимость транспортировки	10 тыс. юаней	21 750	21 470	23 075	21 191	28 224	28500
Примечание: Соответствующие затраты в таблице являются расчетными.							
Общая сумма инвестиций	10 тыс. юаней	185 495	178 047	178 267	168 113	177 426	171550
Анализ таблицы 5.2-2 позволяет сделать следующие выводы: с точки зрения экономики проекта среди 6 сравниваемых модельных схем порядок инвестиций на 1 кВт·ч от лучшего к худшему следующий: WTG6, WTG5, WTG3, WTG2, WTG1, WTG4. Среди 6 схем модель WTG6 имеет							
лучшие экономические показатели, за ней следует модель WTG5.							
Среднегодовая чистая выработка башня являются самыми тяжелыми, а лопасти — самыми длинными, что затрудняет транспортировку и значительно усложняет подъемные работы. Кроме	МВт·ч	1723729	1693353	1789937	1641773	1846049	1864793
Стоимость за 1 кВт·ч	Юань/кВт·ч	0,0430	0,0430	0,0398	0,0410	0,0384	0,0368

того, за рубежом отсутствует достаточный опыт ее применения на суше. Комплексное

рассмотрение привело к рекомендации ветрогенератора WTG5 с 63 единицами мощностью 8000 кВт каждая в качестве типовой модели для данного проекта ветропарка. Окончательная модель будет определена на основе результатов тендера на поставку ветрогенераторов на следующем этапе.

В рамках данного проекта ветропарк планируется использовать 63 ветрогенератора мощностью 8,0 МВт каждый. До начала реализации проекта можно выбрать наиболее подходящую модель на основе комплексного анализа таких факторов, как получение международного сертификата типа для различных моделей, мониторинг данных об эксплуатации моделей, дополнительная проверка возможности транспортировки лопастей и признание со стороны банков-кредиторов.

5.2.4 Сравнение высоты ступицы

Согласно техническим параметрам, предоставленным производителями турбин, рекомендуемые варианты высоты вала составляют 110 м и 115 м. Проводится сравнение вариантов высоты вала. Хотя окончательная высота будет определена по согласованию с производителем после проведения тендера, результаты сравнения на данном этапе следующие:

Таблица 5.2-3 Сравнение технических и экономических результатов для высот вала

	№	Позиция	Единица	Значение
Экономические показатели при высоте вала 110 м	1	Общая сумма инвестиций	10 юаней тыс.	177 426
	2	Инвестиции на 1 кВт	юаней/кВт	3520
	3	Чистая выработка (P75)	МВт·ч	1846049
	4	Эквивалентные часы полной нагрузки (P75)	ч	3663
	5	Инвестиции на 1 кВт·ч	юаней/кВт·ч	0,0384
115 м Увеличение инвестиций в высоту вала (на единицу)	1	Увеличение инвестиций в башню	10 юаней тыс.	48
	2	Увеличение инвестиций в фонд	10 CNY тыс.	30
	3	Увеличение стоимости установки	10 CNY тыс.	10
	4	Фиксированный множитель для единицы Накопительный	10 CNY тыс.	88
Минимальный прирост Увеличение (за	1	Увеличение минимальной генерации	10 кВт·ч тыс.	296,3
	2	Минимальное количество часов полной нагрузки за 3 года Увеличение	ч/год	123

единица)	3	5-летний минимум часов полной нагрузки Увеличение	ч/год	74
	4	8-летний минимум часов работы при полной нагрузке Увеличение	ч/год	46
	5	10-летний минимум часов работы при полной нагрузке Увеличение	ч/год	37
	6	15-летний минимум часов работы при полной нагрузке Увеличение	ч/год	25
	7	20-летний минимум часов полной нагрузки Увеличение	ч/год	19

Без учета социальной ставки дисконтирования предполагается, что затраты на увеличение высоты опоры должны окупиться в течение 8 лет. Чтобы окупить инвестиционные затраты в течение 8 лет, среднегодовое количество часов генерации на единицу должно увеличиться на 46 часов.

Согласно расчетам, разница в годовом количестве часов полной нагрузки P75 между схемами с высотой вала 110 м и 115 м составляет менее 15 часов, что на 31 час меньше ожидаемого увеличения. Поэтому увеличение высоты башни не рекомендуется. Для данной ветровой электростанции рекомендуется использовать башни высотой 110 м. Конкретная высота башни будет окончательно определена на основе результатов тендера на основное оборудование.

5.3 Расчет выработки электроэнергии ветропарком

5.3.1 Коэффициенты снижения выработки электроэнергии

В ходе эксплуатации ветровые турбины сталкиваются с потерями мощности, влиянием климатических условий на выработку электроэнергии, а также проблемами, связанными с эксплуатационной готовностью самих турбин. Поэтому при расчете фактической выработки электроэнергии ветроэнергетического проекта необходимо учитывать следующие поправочные коэффициенты:

1) Поправка на плотность воздуха: на основе средних значений температуры и давления на вышках измерения ветра плотность воздуха на данной ветровой электростанции рассчитана

1,1627 кг/м³. Поскольку в данном расчете используется программное обеспечение для прямой экстраполяции динамической кривой мощности при местной плотности, поправка на плотность здесь отдельно не учитывается.

2) Поправка на снижение мощности из-за следа: на основе ветровых условий в районе ветропарка, конкретных положений каждой ветротурбины и кривой тяги ветротурбин рассчитываются коэффициенты взаимного влияния следов между ветротурбинами. Поскольку в данном расчете эффекты снижения мощности из-за следа учитываются непосредственно в программном обеспечении, поправка на снижение мощности из-за следа здесь отдельно не рассматривается.

3) Доступность ветрогенераторов: с учетом отказов ветрогенераторов, технического обслуживания и сбоев в сети плановое техническое обслуживание запланировано на месяцы с низкой ветровой нагрузкой (например, июнь–август). Исходя из текущего уровня производства ветрогенераторов и фактических условий данной ветровой электростанции, доступность ветрогенераторов установлена на уровне 97,0%.

4) Снижение кривой мощности турбин: Учитывая, что производители турбин обычно гарантируют кривую мощности на уровне более 95,0%, поправочный коэффициент снижения кривой мощности ветровых турбин на данном этапе принимается равным 97,0%. 5) Потребление на станции и потери в линии: При расчете мощности, подаваемой в сеть ветропарком, следует учитывать потери в распределительных трансформаторах, кабелях, повышающих трансформаторах, а также потребление электроэнергии на производственные и бытовые нужды станции. Исходя из опыта эксплуатации существующих ветропарков, этот коэффициент снижения составляет 3–5 %. Коэффициент поправки на электрические потери (включая потребление на станции) для данного ветропарка принимается равным 97,0%.

6) Остановка из-за климатических факторов: с учетом влияния таких климатических факторов, как обледенение и песчаные бури, на мощность турбин, коэффициент снижения мощности из-за климатических факторов на данном этапе принимается равным 98,0%.

7) Корректировка по потере на регулирование: при изменении скорости и направления ветра состояние ветрогенератора изменяется соответственно, но в реальных условиях эксплуатации управление агрегатом

управления всегда отстает от изменений ветра. Поэтому при расчете мощности учитывается поправка на отставание управления в размере 99,0%.

8) Коэффициент снижения мощности из-за загрязнения лопастей: из-за снижения аэродинамических характеристик лопастей, вызванного пылью, насекомыми и птичьим пометом, принят коэффициент 98,0%.

9) Коэффициент снижения мощности из-за ограничений сети: схемы передачи, полученные на основе расчетов моделирования, показывают, что ограничения мощности в основном происходят в течение 368 часов с наименьшей нагрузкой летом. В пересчете на годовые потери энергии, по оценкам: 2028 год — ограничение 2,91%; 2030 год — ограничение 1,49%. Учитывая подключение проекта к сети в 2029 году, в среднем коэффициент ограничения принимается равным 2,2%. Сокращение ограничений со стороны сети принимается равным 97,8%.

Таким образом, коэффициент совокупных потерь = Коэффициент готовности (97,0%) × Снижение кривой мощности (97,0%) × Потери в электросети (97,0%) × Остановки по климатическим причинам (98,0%) × Сокращение мощности по управлению (99,0%) × Сокращение мощности из-за загрязнения лопастей (98,0%) × Сокращение ограничений в сети (97,8%) ≈ 84,87%.

Поскольку полнота данных измерений ветра для данной ветровой электростанции относительно низкая, неопределенность ее корреляции с данными повторного анализа принимается равной 5%, а общая неопределенность расчета выработки электроэнергии — 15,61%.

Значения неопределенности приведены в таблице ниже:

Таблица 5.2-3 Таблица разбивки неопределенности

Позиция	Скорость ветра Неопределенность, %	Выработка электроэнергии Неопределенность, %
Точность измерения скорости ветра	2	3,6
Калибровка анемометра	0,5	0,9
Ошибка ориентации лопасти на север		
Прочее (связанное с измерениями на объекте)	2,06	3,71
Комплексная точность измерения скорости ветра на объекте	2	3,6
Представление частотного распределения данных долгосрочных наблюдений	2	3,6
Точность данных за текущий период	5	9
Неопределенность корреляции	1	1,8
Неопределенность в отношении изменения климата		

Прочее (связанное с долгосрочными процессами)		
Моделирование потоков	1	1,8
Характеристика шероховатости поверхности	1	1,8
Разрешение и точность данных о рельефе местности		
Прочее (связанное с моделированием потоков)	1,41	2,55
Разрешение и точность данных о рельефе модели	2	3,6
Представление объекта на сайте измерительного прибора	2	3,6
Сложность рельефа	1	1,8
Сложность рельефа	2	3,6
Характеристика распределения Вейбулла	1	1,8
Характеристика сдвига ветра		
Прочее (экстраполяция/связанное с моделью)	3,74	6,73
Точность модели потока	4	7,2
Общая погрешность моделирования ветрового потока		
Моделирование потерь в антенной решетке	2	3,6
Неопределенность розы ветров (распределение направлений)	3	5,4
Неопределенность моделирования следа	3,61	6,49
Моделирование потерь в антенной решетке (всего)	2	3,6
Неопределенность кривой мощности	2	3,6
Неопределенность различных потерь	8,67	15,61

Поскольку полнота данных измерений ветра для данной ветровой электростанции относительно низкая, неопределенность ее корреляции с данными повторного анализа принимается равной 5%, а общая неопределенность расчета выработки электроэнергии — 15,61%.

5.3.2 Расчет выработки электроэнергии

В соответствии с установленными принципами размещения турбин, с использованием программного обеспечения CFD WindSim для расчета, получены фактические годовые показатели выработки электроэнергии и годовые коэффициенты использования ветропарка, как показано в таблице 5.3-1. Теоретическая годовая выработка электроэнергии турбин ветропарка составляет 2 562 126 МВт·ч, мощность, подключенная к сети по P75, — 1 846 049 МВт·ч, а годовые эквивалентные часы полной нагрузки — 3 663 ч.

Таблица 5.3-1. Расположение турбин ветропарка и таблица расчета выработки электроэнергии

Турбина	Мощность (МВт)	Восток (м)	Север (м)	Высота основания (м)	Средняя скорость с кильватерным следом (м/с)	Плотность мощности (Вт/м²)	Потери на ветровой турбине (%)	Теоретическая выработка (МВт·ч)	Чистая выработка Р75 (МВт·ч)	Эквивалент полной нагрузки, ч (ч)	Максимальный угол притока (°)	Расстояние до ближайшего (м)	Идентификатор Neares
Идентификатор	МВт	(м)	(м)	(м)	(м/с)	(Вт/м²)	(%)	(МВт·ч)	(МВт·ч)	(ч)	(°)	(м)	
A01	8,0	364831.1	5602560.5	636,8	8,97	848,8	3,4	39693	28600	3575	4,2	465,8	A02
A02	8,0	365236.3	5602331.0	643,6	8,79	817,5	5,9	39668	28582	3573	2,6	465,8	A01
A03	8,0	365841.6	5601669.5	637,6	8,66	755,6	4,3	38722	27900	3487	1,2	896,8	A02
A04	8,0	364491.6	5601594.5	669,1	9,14	904,5	4,4	40936	29495	3687	3,0	1024,3	A01
A06	8,0	363177.2	5601154.0	640,1	8,98	881,9	4,5	39807	28681	3585	3,1	487,0	A07
A07	8,0	363574.5	5600872.5	663,9	8,99	930,7	7,3	40452	29146	3643	2,2	487,0	A06
A09	8,0	365375.1	5600758.5	683,6	9,09	888,7	4,8	40958	29511	3689	1,1	947,1	A16
A10	8,0	362493.3	5600489.5	641,2	9,12	889,0	3,2	40331	29059	3632	2,5	440,3	A12
A11	8,0	364039.9	5600260.0	736,8	9,84	1189,5	6,4	44153	31813	3977	2,3	458,4	A13
A12	8,0	362593.	5600061.	638,9	8,87	848,7	4,6	39095	28168	3521	1,8	440,3	A10

		7	0										
A13	8,0	364331. 3	5599906. 0	699,8	9,00	930,8	8,0	40982	29528	3691	1,0	458,4	A11
A15	8,0	366888 7	5592365 5	635,2	8,66	796,5	6,8	39037	28127	3516	2,7	465,8	A42
A16	8,0	365234 7	5599822. 0	697,3	9,19	960,4	6,2	41287	29748	3718	1,6	907,3	A13
A17	8,0	362937 3	5599735. 0	666,4	9,09	937,9	5,9	40400	29109	3639	1,9	473,6	A12
A18	8,0	363332 9	5599400. 0	710,8	9,49	1049,3	5,9	42566	30670	3834	1,5	518,3	A17
A19	8,0	364386 3	5599426. 5	726,9	9,51	1087,2	7,1	42995	30979	3872	2,2	482,6	A13
A20	8,0	364366 8	5598918. 0	726,6	9,56	1055,7	5,6	43136	31080	3885	2,2	509,1	A19
A21	8,0	365619. 2	5598607. 5	664,6	8,97	857,3	4,1	39836	28703	3588	0,6	1273,7	A16
A22	8,0	362742 1	5598112. 5	649,9	8,89	812,5	3,0	39203	28246	3531	2,2	715,0	A24
A23	8,0	363704. 4	5598019. 5	698,5	9,26	944,1	5,5	42008	30267	3783	1,4	966,8	A22
A24	8,0	362915. 9	5597419. 0	682,6	9,30	921,8	3,2	41380	29815	3727	1,6	715,0	A22
A25	8,0	367223. 9	5597354. 0	657,5	9,26	907,2	2,3	40819	29411	3676	1,7	2036,3	A21
A26	8,0	365179. 6	5597257 5	676,4	9,16	937,7	5,8	41106	29617	3702	2,0	629,0	A27
A27	8,0	364551. 4	5597226. 5	665,1	8,80	825,1	6,0	39698	28603	3575	0,5	629,0	A26

A28	8,0	363557. 5	5596892. 5	705,4	9,60	1026,3	3,7	42680	30752	3844	1,0	830,0	A24
A30	8,0	364562. 0	5595831. 0	713,5	9,51	1023,6	5,0	42707	30771	3846	3,2	523,7	A33
A31	8,0	363433 8	5595671. 0	706,4	9,70	1046,5	2,8	42782	30825	3853	1,2	767,6	A36
A33	8,0	364970 8	5595503. 5	737,6	9,97	1213,2	5,7	44415	32001	4000	2,5	523,7	A30
A36	8,0	363607. 3	5594923. 5	692,2	9,31	923,7	3,7	41656	30014	3752	1,0	477,0	A70
A37	8,0	366923. 3	5594771. 0	613,8	8,74	768,6	2,5	38233	27547	3443	1,4	2085,5	A33
A38	8,0	364803. 2	5594756. 5	673,6	9,03	875,0	5,4	40729	29346	3668	2,2	765,4	A33
A40	8,0	363524. 8	5593749 5	682,8	9,14	881,7	2,7	40266	29012	3627	2,0	558,7	A41
A41	8,0	363743 4	5593235. 0	697,8	9,25	919,4	3,6	41075	29595	3699	1,2	558,7	A40
A42	8,0	366466 2	5592561. 5	659,2	9,02	883,2	5,8	40598	29251	3656	1,4	465,8	A15
A43	8,0	365489 2	5592392. 0	678,0	9,05	890,9	5,6	40783	29385	3673	1,6	947,2	A48
A44	8,0	363611. 6	5592254. 5	706,4	8,95	852,5	4,8	40143	28924	3615	1,8	699,1	A78
A45	8,0	364480 5	5592246 0	685,6	8,83	839,6	6,3	39901	28749	3594	2,1	868,9	A44
A47	8,0	367341. 3	5591446 5	636,0	8,94	834,3	3,9	39746	28638	3580	1,4	1024,4	A15
A48	8,0	365505.	5591445.	695,0	9,07	911,7	6,5	41112	29622	3703	3,0	550,8	A52

		9	0										
A50	8,0	364132. 7	5591323. 5	744,8	9,20	977,0	7,2	41777	30101	3763	1,6	781,7	A79
A52	8,0	365693. 1	5590927. 0	671,4	8,93	877,6	5,9	39890	28741	3593	2,1	550,8	A48
A54	8,0	366619. 5	5590497. 0	637,4	8,73	794,8	5,1	39014	28110	3514	1,7	1021,3	A52
A56	8,0	364504. 7	5590040. 0	690,9	8,83	880,7	7,4	39683	28592	3574	1,7	678,8	A80
A57	8,0	365416 8	5589607. 0	681,8	8,97	903,1	7,1	40581	29239	3655	1,8	474,3	A68
A58	8,0	366591. 2	5589070. 5	649,2	8,97	873,6	5,8	40383	29096	3637	1,5	746,9	A61
A59	8,0	365526 4	5588648 0	665,6	8,96	926,5	7,0	39974	28802	3600	1,0	534,1	A68
A60	8,0	363988 7	5588519. 5	673,0	8,98	881,4	5,2	39958	28790	3599	1,8	701,3	A63
A61	8,0	366384. 3	5588353. 0	642,7	8,74	832,7	7,2	39495	28457	3557	2,4	746,9	A58
A62	8,0	365647 3	5588061. 5	672,1	9,04	901,1	6,0	40793	29392	3674	1,4	598,5	A59
A63	8,0	364026. 5	5587819. 0	647,3	8,88	825,8	3,6	39140	28201	3525	1,2	701,3	A60
A64	8,0	366052. 1	5587472. 0	658,9	9,00	934,6	7,2	40441	29138	3642	1,7	619,2	A67
A65	8,0	364958. 1	5587244. 0	660,6	9,07	900,4	5,0	40335	29062	3633	2,1	439,1	A66
A66	8,0	365358. 4	5587063. 5	665,3	9,05	932,8	7,2	40863	29443	3680	0,6	439,1	A65

A67	8,0	366400. 7	5586960. 0	633,6	8,89	858,7	5,2	39404	28391	3549	3,4	619,2	A64
A68	8,0	365323. 3	5589142. 0	674,1	9,01	917,4	6,2	40213	28974	3622	1,9	474,3	A57
A69	8,0	365514 3	5586479. 5	653,1	9,30	943,3	2,8	40694	29321	3665	2,6	604,7	A66
A70	8,0	363730. 0	5594462. 5	668,5	8,89	818,5	4,0	39713	28614	3577	0,6	477,0	A36
A78	8,0	363190. 0	5591697. 0	739,6	9,37	964,5	3,0	41158	29655	3707	1,1	699,1	A44
A79	8,0	363428. 5	5590984. 0	757,1	9,42	979,1	4,3	42202	30407	3801	1,3	751,8	A78
A80	8,0	363998. 0	5590491. 5	723,3	9,09	949,0	6,9	40905	29473	3684	2,4	678,8	A56
A81	8,0	363228. 0	5590194 5	717,2	9,15	874,5	2,9	40626	29272	3659	2,5	814,6	A79
A82	8,0	363907. 5	5589529. 5	687,4	8,88	847,6	5,0	39570	28511	3564	1,1	785,5	A56
A83	8,0	363117. 0	5588444. 0	671,2	9,10	855,8	2,4	40216	28976	3622	1,6	875,0	A60
Среднее				678,1	9,10	909,8	5,1	40669	29302	3663			
Итого								2562126	1846049				

Примечание: 1. Системы координатных высот используют соответственно систему координат WGS84 и систему проекции UTM.

5.4 Заключение и предложения

Планируемая мощность данного этапа составляет 500 МВт, при этом предусмотрено размещение в общей сложности 63 ветрогенераторов мощностью 8,0 МВт каждый (окончательная модель турбин будет определена по результатам тендера на поставку оборудования). В соответствии с установленными принципами размещения турбин и с использованием программного обеспечения WindSim для расчетов были получены фактические показатели годовой выработки электроэнергии и годового коэффициента использования ветропарка. Теоретическая годовая выработка электроэнергии турбин ветропарка составляет 2 562 126 МВт·ч, мощность, подключенная к сети по P75, — 1 846 049 МВт·ч, а эквивалентные часы полной нагрузки за весь год — 3 663 ч.

6 Электрическая часть

6.1 Первичные электрические системы

6.1.1 Проектные основания и стандарты

«Нормы проектирования ветроэнергетических установок» GB51096-2015

«Нормы и правила проектирования систем распределения электроэнергии»
GB50052-2009

«Нормы и правила проектирования систем распределения электроэнергии» GB50055-2011
«Технические условия на проектирование высоковольтного распределительного оборудования»

DL/T5352-2018

«Нормы и правила проектирования систем распределения низкого напряжения»
GB50054-2011

«Технические правила по выбору и проектированию проводников и электроприборов устройств»
DLT5222-2021

«Стандарт проектирования кабельной проводки в энергетике» GB50217-2018 «Нормы и правила проектирования молниезащиты зданий»
GB50057-2010

«Нормы и правила проектирования заземления электрооборудования переменного тока» GB50065-2011
«Технические условия проектирования освещения на тепловых электростанциях и

подстанциях»
DL/T5390-2014

«Технические правила проектирования устройств компенсации реактивной мощности на подстанциях 35 кВ–220 кВ»
DL/T5242-2010

«Нормы и правила проектирования защиты от перенапряжений и согласования изоляционных характеристик электрооборудования переменного тока» GB/T50064-2014

«Нормы и правила строительства и приемки электромонтажных работ – Установки заземления»
GB50169-2016

«Строительные и приемочные нормы для электромонтажных работ – Электрооборудование в распределительных сетях»
DL/T5759-2017

«Руководство по измерению характеристических параметров заземляющих устройств»
DL/T475-2017

«Технические условия подключения ветровых электростанций к энергосистеме – Часть 1: Наземные ветровые электростанции»
GB/T19963.1-2021

«Стандарт проектирования комбинированных ветро-солнечных электростанций с накопителями»

«Нормы строительства и приемки ветровых электростанций» GB/T51121-2015

«Двадцать пять ключевых требований по предотвращению аварий при производстве электроэнергии и

комментарии к сборнику»

Национальное

энергетическое

управление

6.1.2 Подключение к сети

План подключения данного проекта к сети: Предполагается подключение на уровне 220 кВ. Будет построена новая повышающая подстанция ветропарка 220 кВ, а также две новые воздушные линии 220 кВ, соединяющиеся со стороной 220 кВ подстанции «Нура» 500 кВ. На подстанции «Нура» будут расширены два дополнительных выходных отсека 220 кВ.

Окончательная реализация будет осуществляться в соответствии с Отчетом о подключении к системе и его утверждением.

6.1.3 Основное электрическое подключение

Установленная мощность данного проекта составляет 500 МВт; первоначально планировалось установить 63 ветрогенератора мощностью 8 МВт каждый. Напряжение каждой ветрогенераторной установки будет повышаться до 35 кВ через подстанцию коробчатого типа, а затем передаваться по сборочным линиям 35 кВ на подстанцию 220 кВ. Для ветропарка будет построена новая подстанция 220 кВ. После вторичного повышения напряжения до 220 кВ агрегаты будут подключены к стороне 220 кВ подстанции «Нура» (500 кВ). Предварительно выбранная модель турбины для данного этапа проекта — ветротурбина мощностью 8 МВт с коэффициентом мощности, регулируемым в диапазоне от +0,95 до -0,95, в количестве 63 единиц. Согласно Техническим спецификациям по проектированию ветровых электростанций (DL/T5383-2007), «при выборе мощности главного трансформатора, учитывая фактический низкий коэффициент загрузки ветровых электростанций и коэффициент мощности ветровых турбин, равный примерно 1, можно выбрать главный трансформатор, равный генерирующей мощности ветровой электростанции». На данном этапе проекта используются два главных трансформатора мощностью 360 МВА.

Схема соединений распределительного устройства 35 кВ: Применяется секционная схема соединений с одной шиной.

В распределительном оборудовании 220 кВ используется внешнее соединение шин.

См. приложенную схему для ознакомления с основной схемой электрических соединений повышающей подстанции.

6.1.4 Электроснабжение подстанции

Для обеспечения надежного электроснабжения станции схема электропроводки станционного питания на повышающей подстанции ветропарка предусматривает использование двух источников питания. Они подключены к шине 35 кВ через трансформатор станционного питания № 1 и трансформатор станционного питания № 2, каждый из которых имеет номинальную мощность 630 кВА. Напряжение станционного питания составляет 380/220 В. В системе распределения электроэнергии станционного питания используется секционная конфигурация с одной шиной. Между питающими линиями трансформаторов станционного питания № 1 и № 2 установлено переключающее устройство ATS для обеспечения взаимного резервирования между двумя источниками питания станции. В нормальном режиме работы все нагрузки шины питаются от трансформатора станционного питания № 1. В случае аварии или проведения технического обслуживания ATS переключается на трансформатор станционного питания № 2 для питания нагрузок шины. Здание распределительной подстанции оборудовано распределительной коробкой, питание которой осуществляется от шины 380/220 В и обеспечивает локальное электроснабжение для внутренней вентиляции, кондиционирования, освещения и других нагрузок.

Все оборудование распределения электроэнергии на подстанции повышения напряжения использует стационарное коммутационное оборудование, установлено пять панелей.

6.1.5 Метод заземления нейтрали

Точки нейтрали 220 кВ главных трансформаторов на подсиловой подстанции заземлены напрямую.

На стороне 35 кВ используется система с непрямым заземлением, при этом на каждом секционном шинопроводе стороны 35 кВ главного трансформатора установлен один заземляющий блок с дугогасительной катушкой.

В системе электропитания подстанции 380/220 В используется метод прямого заземления точки нейтрали.

Основная электрическая схема повышающей подстанции приведена на прилагаемой схеме.

6.1.6 Компенсация реактивной мощности

Источниками реактивной мощности для ветропарка являются ветрогенераторы и устройства компенсации реактивной мощности ветропарка. На данном этапе, следуя рекомендациям местного подразделения по планированию систем подключения к сети в Казахстане, предлагается установить четыре устройства SVG мощностью ± 65 Мвар. Метод и мощность компенсации будут определены после утверждения отчета об оценке воздействия на качество электроэнергии, представленного в .

6.1.7 Расчет тока короткого замыкания и выбор основного электрооборудования

(1) Ток короткого замыкания

Расчеты показывают среднеквадратичные значения периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания и значения тока воздействия короткого замыкания для каждого уровня шин напряжения на подстанции 220 кВ, как показано в таблице ниже:

Таблица 6.1.7-1

Результаты расчета тока короткого замыкания

Серийный №	Наименование оборудования	Однофазный ток короткого замыкания Среднеквадратичное Среднеквадратичное (кА)	Среднеквадратичное значение трехфазного тока короткого замыкания (кА)	Пиковое значение тока короткого замыкания (кА)
1	220 кВ Шинная	11,213	8,555	19,375
2	35 кВ Шинная	/	24,594	55,66

На основании отчета по исследованию подключения к сети, с учетом будущего развития и различных факторов неопределенности, а также с учетом достаточного запаса прочности, уровень тока короткого замыкания для шины 220 кВ рассчитан на 50 кА, а для шины 35 кВ — на 31,5 кА.

2) Выбор основного электрооборудования:

Выбор основного электрооборудования осуществляется в соответствии с «Техническими спецификациями по выбору и проектированию проводников и электрооборудования» DL/T5222-2021 с учетом следующих особых метеорологических условий.

Температура окружающей среды для выбора проводников и оборудования составляет 40 °С.

Подстанция расположена на высоте ниже 1000 метров, где обычное электрооборудование может удовлетворить требованиям по высоте над уровнем моря.

Базовая сейсмическая интенсивность на объекте составляет 6 баллов, при этом оборудование рассчитано на сейсмические нагрузки, эквивалентные 7 баллам.

В соответствии с национальным стандартом GB/T 26218-2010 «Выбор и расчет высоковольтных изоляторов для использования в условиях загрязнения» электрооборудование рассчитано на уровень загрязнения Е.

Весь выбор электрооборудования на данной станции определяется исходя из предельного уровня короткого замыкания с учетом будущего расширения. Уровень тока короткого замыкания для оборудования 220 кВ выбран на уровне 50 кА, а для оборудования 35 кВ — на уровне 31,5 кА.

1) Главные трансформаторы

Установленная мощность проекта составляет примерно 500 МВт. Мощность агрегатов повышается до 35 кВ с помощью трансформаторов коробчатого типа и передается по сборочным линиям 35 кВ на повышательную подстанцию 220 кВ. Для ветропарка строится новая повышательная подстанция 220 кВ. Для удовлетворения требований подстанции выбраны два главных трансформатора мощностью 360 МВА. Учитывая значительные колебания напряжения на стороне 220 кВ ветропарка, принято решение использовать трансформаторы с переключением отводов под нагрузкой. Выбранные агрегаты представляют собой масляные, воздухоохлаждаемые, трехфазные, двухвитковые, низковольтные с раздельной обмоткой, полностью изолированные повышающие трансформаторы с переключением отводов под нагрузкой.

Модель:	SFZ20-360000-180000/180000/220
Номинальная мощность:	360–180/180 МВА

Номинальное напряжение: $230 \pm 8 \text{ В} \times 1,25 \% / 37 \text{ кВ}$

Метод регулирования напряжения: Переключатель отводов

под нагрузкой Группа соединения обмоток: YN, d11, d11

Напряжение импеданса: 14

220 кВ Метод заземления нейтрали: Прямое заземление Количество:
2 единицы

2) Распределительное устройство 220 кВ

Конструкция распределительного оборудования 220 кВ должна не только соответствовать техническим требованиям к безопасности и надежности электрооборудования, но и согласовываться с занимаемой площадью и общей планировкой повышающей подстанции. Двумя распространенными конфигурациями распределительного оборудования 220 кВ являются открытая компоновка ГИС и открытая компоновка АИС. Сравнение этих двух конфигураций с учетом конкретных условий данного проекта приведено в таблице 6.1.6-1.

Табл. 6.1.6-1 Сравнение конфигураций распределительного оборудования 220 кВ

Содержание	ГИС на открытом воздухе	Открытая АИС
Экономические факторы	Более высокие первоначальные инвестиции. В ГИС в качестве изолирующей среды используется газ гексафторид серы (SF_6), что приводит к относительно более высоким затратам на материалы и герметизирующее оборудование.	Более низкая первоначальная стоимость, в основном воздушная изоляция, с использованием традиционных конфигураций для наружной или внутренней установки без необходимости в специальных системах управления газом, что приводит к общим.
Условия строительства	Высокая степень интеграции оборудования, сокращение сроков строительства.	Оборудование распределено по объекту, что приводит к сроку строительства.
Безопасность и надежность	Климатические условия Казахстана оказывают минимальное влияние на оборудование ГИС, что делает его пригодным для использования в холодных и подверженных песчаным бурям средах с более высокой эксплуатационной надежностью.	Холодный климат Казахстана, а также сильные ветры и песчаные бури оказывают определенное влияние на работу оборудования АИС. Необходимо выбирать оборудование, подходящее для данной среды, а требования к техническому обслуживанию высоки.

Габаритные размеры	Компактность. Благодаря высокой степени интеграции оборудования оно подходит для помещений с ограниченным пространством.	Требует значительного пространства для установки. Поскольку в качестве изолирующей среды выступает воздух, необходимо достаточное расстояние между оборудованием для соблюдения дистанций изоляции, что приводит к большей занимаемой площадью.
Другие соображения	Хотя газ SF ₆ обладает превосходными изоляционными свойствами, он наносит вред окружающей среде из-за сильного парникового эффекта. Утечки могут нанести значительный вред окружающей среде, а газ SF ₆ требует специальных процедур обращения и утилизации.	Минимальное воздействие на окружающую среду, в основном за счет использования воздуха в качестве изолирующей среды, что обеспечивает более значительные экологические преимущества. Меньший риск утечки, что обеспечивает более высокий уровень безопасности и экологической эффективности.
Эстетическая привлекательность	Компактное и эстетически привлекательное оборудование можно разместить в помещении; оно обычно имеет лаконичный современный вид, который хорошо соответствует современным архитектурным требованиям.	Из-за больших размеров и открытой компоновки его эстетическая привлекательность ниже при использовании в городских или жилых районах, но оно чаще встречается в пригородных или промышленных зонах, где его влияние менее значительно.

Учитывая местные практики работы электросетей, климатические условия, экономическую целесообразность и надежность безопасности в рамках проекта в Казахстане, выбор системы AIS является более рациональным. Хотя срок строительства более длительный, гибкая компоновка AIS и простота технического обслуживания обеспечивают значительные преимущества при последующей эксплуатации.

Параметры оборудования AIS для данного проекта следующие:

Выключатель SF₆: Номинальное напряжение: 252 кВ Номинальный ток: 2000 А
Номинальный ток отключения при коротком замыкании: 50 кА Номинальный ток включения при коротком замыкании: 125 кА

Трансформаторы тока: максимальное рабочее напряжение: 252 кВ, термический ток выдержки: 50 кА, динамический ток выдержки: 125 кА, 2500-2000-1500/1 А, 0,2 с/0,5/10P30/10P30/10P30/10P30, 10 ВА/10 ВА/10 ВА/10 ВА;

Трансформатор напряжения: Максимальное рабочее напряжение: 252 кВ, тепловой ток выдержки: 50 кА, динамический ток выдержки: 125 кА, 220/ $\sqrt{3}$: 0,1/ $\sqrt{3}$: 0,1/ $\sqrt{3}$: 0,1 кВ, 0,2/0,2/0,5(3P)/0,5(3P), 30/50/50 ВА;

Изолирующий заземляющий выключатель: номинальное напряжение: 252 кВ, номинальный ток: 2000 А, термический выдерживаемый ток: 50 кА, динамический выдерживаемый ток: 125 кА;

3) Оборудование 35 кВ

(1) В системе 35 кВ используется выдвижное распределительное устройство в металлическом корпусе с вакуумными выключателями. В шкафах питания от главного трансформатора используются вакуумные выключатели номиналом 3150 А, а в шкафах сборных линий, шкафах компенсации реактивной мощности и шкафах трансформаторов станционного обслуживания — вакуумные выключатели номиналом 1250 А с номинальным током отключения 31,5 кА.

(2) Трехфазная динамическая компенсация реактивной мощности (SVG) реализована с помощью четырех блоков, каждый из которых рассчитан на ± 65 Мвар и способен регулировать компенсацию в диапазоне от 65 Мвар индуктивной до 65 Мвар емкостной. Конкретный метод и мощность компенсации будут окончательно определены после утверждения отчета об оценке воздействия на качество электроэнергии.

(3) Для входящих линий 35 кВ и шин главного трансформатора 35 кВ используются шины из голый меди с номинальным током 4000 А.

6.1.8 Схема расположения электрооборудования

1) Расположение контейнерной подстанции

Контейнерная подстанция для данного проекта будет установлена над вентилятором. Конкретное местоположение будет определено на основе фактических результатов тендера.

2) Кабели и проводники

В сборочных линиях используется сочетание воздушных и кабелей, проложенных непосредственно в грунт. Подробности см. в разделе 6.5 «Сборочные линии».

3) Расположение распределительного устройства 220 кВ

а) Высоковольтное коммутационное оборудование 220 кВ имеет конфигурацию с внешними шинами и представляет собой воздушное изолированное коммутационное оборудование (AIS). На данном этапе на ветровой электростанции будут установлены два новых главных трансформатора, размещенных на открытом воздухе. Воздушное распределительное устройство 220 кВ ветропарка расположено к северо-востоку от повышающей подстанции. Главные трансформаторы расположены между распределительным устройством 220 кВ и помещением распределительного устройства 35 кВ. Для обеспечения транспортировки оборудования, соблюдения электрических зазоров и требований пожарной безопасности главные трансформаторы соединены с распределительным устройством 35 кВ голыми медными шинами.

б) Расположение распределительного устройства 35 кВ, диспетчерской и оборудования компенсации реактивной мощности

В распределительном устройстве 35 кВ используются выдвижные шкафы с металлическим кожухом, расположенные в помещении в двухрядной конфигурации. Вспомогательный трансформатор установлен на открытом воздухе, а низковольтные распределительные щиты находятся в помещении релейной защиты.

В системе компенсации реактивной мощности 35 кВ используется статический компенсатор реактивной мощности (SVG). Полный узел компенсации реактивной мощности SVG установлен на открытом воздухе.

6.1.9 Защита от перенапряжения

1) Защита от прямого удара молнии

Защита от прямого удара молнии охватывает повышающую подстанцию 220 кВ и электрооборудование ветропарка.

Защита от прямого удара молнии для электрооборудования и зданий на повышающей подстанции 220 кВ

Подстанция 220 кВ оснащена пятью решетчатыми молниеотводами высотой 30 м, обеспечивающими защиту от прямых ударов молнии для открытого воздушного распределительного устройства (AIS) 220 кВ, главных трансформаторов и пусковых компонентов SVG. На линиях электропередачи 220 кВ установлены молниеотводы. На крыше распределительного здания установлен пояс молниезащиты для защиты от прямых

защиты от прямого удара молнии.

б) Защита от прямых ударов молнии для электрооборудования ветропарка
Ветрогенераторы оснащены устройствами молниезащиты. Ветрогенераторы, башни и
арматура фундамента надежно соединены с
сеть заземления. Подстанция коробчатого типа имеет относительно небольшую
высоту и находится в зоне защиты башен турбин.

2) Защита распределительного оборудования от проникновения импульсов молнии
В соответствии с «Нормами по проектированию заземления электроустановок
переменного тока» GB/T 50065-2011 и «Нормами по проектированию защиты от
перенапряжений и согласованию изоляции электроустановок переменного тока» GB/T
50064-2014, по всей линии 220 кВ устанавливаются молниеотводы для защиты от
перенапряжений, вызванных проникновением импульсов молнии по линии. На
выходящих линиях 220 кВ, шинах 220 кВ, шинах 35 кВ и на высоковольтной стороне
каждого коробчатого трансформатора на повышающей подстанции устанавливается
комплект безаппаратных окисдно-металлических ограничителей перенапряжений для
защиты от
импульсных волн и других перенапряжений.

6.1.10 Заземление

Стальная арматура внутри фундамента каждой ветротурбины в полной мере

используется в качестве естественного заземляющего электрода. Дополнительно
прокладывается искусственная заземляющая сетка для обеспечения требуемого
сопротивления заземления

1) Объем защитного заземления

В соответствии с «Нормами по проектированию заземления электроустановок
переменного тока» GB/T 50065-2011 все оборудование, требующее заземления или
подключения к нейтрали, должно быть надежно заземлено или подключено к
нейтрали.

Все корпуса электрооборудования, заземляющие шины распределительных
устройств и шкафов, конструкции, опоры кабелей и другие металлические объекты,
которые могут оказаться под напряжением в случае неисправности, должны быть
заземлены.

2) Сопротивление заземления

Разработать систему заземления для всех корпусов электрооборудования, шин заземления распределительных устройств и шкафов, металлических конструкций, кабельных лотков, металлических ящиков/контейнеров и других металлических объектов, которые могут оказаться под напряжением при аварийных ситуациях.

Основная заземляющая сетка повышающей подстанции состоит из горизонтальных и вертикальных заземляющих электродов, причем горизонтальные заземляющие электроды являются основным компонентом. Внутри повышающей подстанции должна быть установлена независимая вторичная заземляющая сетка. Эта сетка должна полностью состоять из медных шин с площадью поперечного сечения не менее 100 мм², разделенных на внутреннюю и наружную вторичные заземляющие сетки.

Сопротивление заземления подстанции должно рассчитываться в соответствии с «Нормативами по проектированию заземления электроустановок переменного тока» ГВ/Т 50065-2011.

(1) На подстанции используется комбинированная искусственная система заземления, в основном состоящая из горизонтальных заземляющих полос, дополненных вертикальными заземляющими электродами. В качестве горизонтальной заземляющей полосы используется плоская сталь с медным покрытием размером 60×6, а в качестве вертикального заземляющего электрода — горячеоцинкованная круглая сталь диаметром 18 мм, длиной 3 м.

По периметру подстанции, примыкающему к тротуару, установлен уравнительный пояс, соединенный с основной сетью заземления.

(2) Заземление здания распределительного устройства: Каждый этаж здания распределительного устройства оснащен кольцевой заземляющей шиной и выравнивающей сеткой. В нескольких точках внутри колонн здания установлены круглые стальные стержни Ø10 с горячим цинковым покрытием, служащие в качестве выделенных спускных заземляющих проводников. Кольцевая заземляющая шина изготовлена из плоской стали с медным покрытием размером 60×6; сетка эквипотенциального соединения изготовлена из круглого стального стержня Ø10 с горячим цинковым покрытием. Спускные заземляющие проводники внутри колонн обеспечивают точки соединения на высоте 0,2 метра над уровнем пола на каждом этаже,

что позволяет соединять сетки эквипотенциального соединения и кольцевые сетки на каждом уровне с основной сеткой заземления, образуя систему заземления клеточного типа. Все заземляющие проводники фундаментов оборудования подключаются либо к кольцевой сети, либо к сети выравнивания. Кольцевой пояс молниезащиты и сеть выравнивания напряжения на крыше установлены на парапетной стене здания распределительного устройства с использованием горячеоцинкованной круглой стали Ø10. Несколько точек напрямую подключены к основной сети заземления с помощью плоской стали с медным покрытием 60×6, проложенной вдоль внешних краев колонн или углов стен.

(3) Заземление электрооборудования: Все стационарное электрооборудование должно быть напрямую подключено к заземляющей сетке в соответствии с действующими нормами.

В пределах подстанции заземление компьютерного и коммуникационного оборудования должно рассматриваться как подключенное к единой заземляющей сетке. Точки заземления вторичного оборудования в диспетчерской должны быть отделены от точек заземления высоковольтного распределительного оборудования и располагаться как можно дальше друг от друга, чтобы предотвратить помехи для безопасной работы вторичного оборудования.

Концентрированное заземление, в основном с использованием вертикальных заземляющих электродов, должно быть установлено в таких местах, как разрядники, молниеотводы (провода) и рабочие точки заземления трансформатора, и подключено к основной заземляющей сетке.

(4) Кабельные туннели: Все кабельные лотки должны иметь электрически непрерывную конфигурацию и заземляться примерно через каждые 20 метров. Все кабельные каналы также должны иметь электрически непрерывную конфигурацию и заземляться по крайней мере в одной точке.

После завершения монтажа заземляющей сетки измеренное сопротивление основной заземляющей сетки не должно превышать 0,5 Ом. Для данного объекта в качестве меры по снижению сопротивления временно используются физические редуторы сопротивления.

Для контроля разности контактных потенциалов и соблюдения требований нормативов может быть реализована одна из следующих мер: укладка на поверхность земли слоя щебня или галечного покрытия толщиной 15 см; либо установка изолирующих матов или изолирующих накладок на платформах коробки механизма управления в пределах

зоне наружного распределительного устройства для увеличения удельного сопротивления грунта в точках контакта ног.

6.1.11 Электроснабжение и освещение объекта

Питание этой повышающей подстанции осуществляется при напряжении 380/220 В. Каждая подстанция оснащена двумя источниками питания станционного обслуживания, питающимися от шинпровода 35 кВ. Мощность составляет 630 кВА, с коэффициентом трансформации $37 \pm 2 \times 2,5\% / 0,4$ кВ, D_{yn11} , $U_d=6\%$. Для обеспечения надежности электроснабжения станционного обслуживания предусмотрены два источника питания станционного обслуживания, каждый из которых подключен к отдельным участкам шинпровода 35 кВ.

Трансформаторы станционного питания расположены на открытом воздухе в повышающей подстанции, а низковольтные распределительные щиты установлены в помещении релейной защиты здания распределительного устройства. Подстанция оснащена пятью низковольтными распределительными щитами станционного питания. Напряжение станционного питания составляет 380/220 В. Система распределения электроэнергии станционного питания имеет секционированную конфигурацию с одной шиной. Установлено переключающее устройство АТС

между питающими линиями трансформаторов станционного питания № 1 и № 2, обеспечивая взаимное резервирование двух источников питания станции. В нормальном режиме нагрузки на обеих секциях шины питаются от двух трансформаторов станционного питания. В случае выхода из строя или проведения технического обслуживания одного из трансформаторов переключатель соединительной шины переключает питание на исправный трансформатор станционного питания. В низковольтных распределительных устройствах используются вставные интеллектуальные устройства, а входящие фидеры оснащены автоматическими выключателями рамного типа. Фидерные и входящие цепи логически скоординированы для обеспечить избирательную функции защиты. Распределительные щиты установлены на площадке главного трансформатора и в здании распределительного устройства, получая питание от шины станционного питания 380/220 В для питания освещения, вентиляции, кондиционирования, технического обслуживания и других нагрузок станции.

Все освещение станции осуществляется с помощью новых высокоэффективных, долговечных и энергосберегающих светильников. В обычном освещении аппаратных, функциональных помещений и

коридорах в основном используются энергосберегающие или светодиодные люминесцентные лампы, каждая из которых оснащена матовыми акриловыми рассеивателями. Светильники аварийного освещения установлены в критически важных зонах, таких как главная диспетчерская и помещение распределительного устройства 35 кВ. В нормальных условиях они работают от переменного тока, а при аварийных ситуациях переключаются на питание от аккумуляторных батарей постоянного тока. Аварийные светильники установлены у критически важных входов и выходов. Блоки питания для технического обслуживания предусмотрены в зоне распределительного устройства 220 кВ, помещении распределительного устройства 35 кВ, главной диспетчерской и зоне главного трансформатора.

Электропроводка станции объединяет линии освещения, электропитания, видеонаблюдения, противопожарной защиты и сетевой связи. Внутренняя электропроводка здания спроектирована централизованно с единой трассировкой для предотвращения перекрестных столкновений, с использованием комбинации открытых кабельных лотков и скрытой прокладки в кабельных каналах.

6.1.12 Меры по прокладке кабелей и противопожарной защите

Все силовые и управляющие кабели должны быть с медным жилым. Для вторичных управляющих кабелей должны использоваться огнестойкие кабели с медным жилым класса С

. Меры по заземлению экрана и меры по предотвращению распространения пламени по кабелю должны соответствовать требованиям «Норм проектирования кабельных сетей в энергетике» GB50217-2018.

Силовые и управляющие кабели не должны располагаться на одном ярусе кабельных лотков. Силовые кабели, высоковольтные управляющие кабели и низковольтные управляющие кабели должны располагаться по ярусам последовательно, как правило, сверху вниз. Перед размещением кабелей в шкафу организуйте кабели внутри каждого яруса и закрепите их кабельными стяжками или стяжками с металлическим сердечником. Вводите кабели в шкаф по ярусам в соответствии с их последовательностью прокладки на стойке, обеспечивая равномерную кривизну кабеля и четкое разделение ярусов.

Загерметизируйте все отверстия для ввода кабелей в распределительные устройства, панели и корпуса с помощью огнестойких материалов. Нанесите огнезащитное покрытие на наружную поверхность кабелей, проходящих через противопожарные перегородки и участки из огнестойких материалов. Укрепите верхнюю часть зарезервированных отверстий стальными пластинами или огнезащитными плитами для обеспечения

безопасности при использовании в качестве прохода для пешеходов. Противопожарные барьеры должны быть надежно установлены без зазоров и трещин, имея гладкий вид. Органические герметики должны быть плотно закреплены без пропуска света, воздушных зазоров, трещин или отслоений, сохраняя гладкую и ровную поверхность. Поверхности неорганических герметиков должны быть гладкими, без порошения, затвердевания или растрескивания. Огнестойкие мешки должны укладываться в штабелях в шахматном порядке. Поверхности с огнестойким покрытием должны быть гладкими и иметь равномерную толщину.

6.2 Вспомогательные электрические системы

6.2.1 Конфигурация диспетчерской и релейной.

На подстанции 220 кВ данного проекта главный диспетчерский пункт и релейная комната расположены в здании распределительного устройства.

В главном диспетчерском помещении размещены: рабочее место оператора компьютеризированной системы мониторинга ветропарка, рабочее место оператора компьютеризированной системы мониторинга подстанции, хост системы видеонаблюдения, микрокомпьютерная рабочая станция с системой защиты от ошибок и панель управления пожарной сигнализацией.

В релейной комнате в основном размещены: панель защиты силового трансформатора, панель измерения и управления силовым трансформатором, панель защиты линии 220 кВ, панель защиты шин 220 кВ, панель регистрации неисправностей, панель защиты шин 35 кВ, панель синхронизации и синхронизации, панель учета шлюза, панель системы постоянного тока, панель ИБП, панель устройств автоматической безопасности, панель связи дистанционного управления, низковольтное коммутационное оборудование и панель системы связи.

Устройства защиты и измерительно-управляющие устройства для коммутационного оборудования, такого как линии 35 кВ, трансформаторы заземления станционного обслуживания, статические компенсаторы реактивной мощности (SVG) и трансформаторы напряжения (РТ), устанавливаются на соответствующем коммутационном оборудовании.

6.2.2 Система мониторинга ветрогенераторов

Компьютеризированная система мониторинга ветровых турбин поставляется производителем турбин. Объем мониторинга охватывает все ветровые турбины на территории ветропарка,

при этом мониторинг оборудования осуществляется на трех уровнях: мониторинг отдельных турбин на месте их установки; централизованный мониторинг в диспетчерской станции; и удаленный мониторинг в диспетчерском центре энергоснабжающей компании.

6.2.2.1 Состав системы мониторинга ветровых турбин

Система мониторинга ветровых турбин состоит из локальной системы мониторинга и удаленной централизованной системы мониторинга.

(1) Локальная система мониторинга

Локальная система мониторинга размещена в башне ветрогенератора. Она включает в себя систему электрического управления, систему управления поворотной платформой и систему управления углом наклона лопастей генератора ветрогенератора. Включая главный контроллер, контроллер гондолы, сенсорный экран, сетевой коммутатор и другие компоненты, она выполняет функции мониторинга, защиты, управления, обнаружения и устранения неисправностей, настройки параметров, записи и отображения данных, а также ручного управления. Она обеспечивает мониторинг рабочих параметров турбины в режиме реального времени и локальное управление запуском и остановкой турбины. В турбине используется метод управления постоянным напряжением. Система оснащена несколькими интерфейсами связи для передачи информации о рабочем состоянии и параметрах, а также для приема команд управления и настройки от централизованной системы мониторинга, что облегчает удаленное ручное управление запуском и остановкой.

Операторы могут вручную запускать или останавливать ветрогенератор через локальный шкаф управления, а также задавать вращение турбины по часовой стрелке или против часовой стрелки. Во время работы блок управления непрерывно контролирует скорость вращения турбины и следит за исправностью тормозной системы, обеспечивая ее работу на безопасном уровне. Блок управления также позволяет регулировать такие параметры, как коэффициент мощности.

Локальная система мониторинга обеспечивает нормальное производство электроэнергии при подключении к сети и безопасную работу ветротурбины. Она оснащена функциями аварийного отключения и сигнализации неисправностей, позволяя выполнять операции запуска, остановки, поворота и сброса турбины.

Она регистрирует и отображает данные, включая объем выработанной энергии, продолжительность генерации и время подключения к сети. Конфигурация системы управления включает резервный источник бесперебойного питания для защиты рабочих данных и записей во время отключений электроэнергии или сбоев в сети.

Локальная система управления работает автономно. В случае сбоев связи с централизованной системой мониторинга локальная система управления может продолжать управлять турбиной и поддерживать ее нормальную работу.

Генератор ветротурбины оснащен различными датчиками и передатчиками, которые отображают на экране рабочие параметры в режиме реального времени, в том числе: текущую дату и время, скорость ротора, скорость генератора, скорость ветра, температуру окружающей среды, температуру турбины, текущую активную и реактивную мощность, силу тока, напряжение, состояние поворота, общий объем выработанной электроэнергии с момента установки и годовой объем выработки электроэнергии. На экране компьютера ветротурбины могут отображаться сигналы, указывающие местоположение, количество, содержание, дату и время инцидентов или неисправностей.

(2) Централизованная система мониторинга

Рабочие станции ветрогенераторов расположены в главном диспетчерском помещении подстанции, что позволяет осуществлять централизованный мониторинг и управление ветрогенераторами на территории объекта.

Централизованная система мониторинга обладает функциями остановки работы отдельных ветрогенераторов и всего ветропарка (как в нормальных, так и в аварийных условиях), возобновления работы отдельных турбин и всего ветропарка, а также контроля за изменениями параметров. Она одновременно контролирует различные параметры ветрогенераторов. Соответствующие данные, относящиеся к вышеупомянутым функциям, регистрируются и хранятся в хронологическом порядке с возможностью распечатки этих файлов при необходимости. Централизованная система мониторинга должна генерировать визуальные и звуковые сигналы тревоги при любых ненормальных условиях эксплуатации, включая неисправности и аварийные остановки, ручные остановки и запуски, остановки из-за превышения скорости и чрезмерные температуры окружающей среды.

Централизованная система мониторинга оснащена механизмами самозащиты для предотвращения несанкционированного доступа.

Централизованная система мониторинга может работать в течение определенного времени при сбое питания для выполнения таких задач, как сохранение данных, тем самым предотвращая их потерю. Централизованная система мониторинга включает в себя интерфейсы связи, предназначенные для интеграции с компьютеризированной системой мониторинга подвыпрямительной подстанции, системой регулирования активной мощности, системой прогнозирования ветровой энергии и системой регулирования реактивной мощности/напряжения системой. Это облегчает системные требования связи, одновременно обеспечивая выполнение функций диспетчеризации и управления через компьютеризированной системы мониторинга подстанции и центрального диспетчерского пункта.

Каждый генератор ветротурбины локально оснащен одним промышленным Ethernet-коммутатором. Эти коммутаторы сгруппированы в соответствии с конфигурациями сборочных линий, причем каждая группа образует кольцевую сетевую структуру вместе с коммутаторами, размещенными в шкафу оборудования мониторинга ветротурбины в релейном помещении подстанции. В качестве среды связи используется одномодовое оптическое волокно.

6.2.3 Компьютеризированная система мониторинга

Подстанции 220 кВ в рамках данного проекта спроектированы по принципу «беспилотной эксплуатации с минимальным штатом». Они работают в режиме регулярного или нерегулярного патрулирования оперативным персоналом с использованием компьютеризированного мониторинга. Компьютеризированная система мониторинга обеспечивает централизованное координационное управление и наблюдение как за ветрогенераторами, так и за подстанцией 220 кВ из главного диспетчерского.

Компьютеризированные системы мониторинга для всех подстанций 220 кВ в рамках данного проекта включают: систему компьютерного мониторинга ветропарка, систему компьютерного мониторинга подстанции и систему видеонаблюдения. Система компьютерного мониторинга ветропарка, поставляемая производителем ветрогенераторов, отвечает за мониторинг и управление работой ветрогенераторов. Протокол связи этой системы мониторинга должен быть доступен извне.

обеспечивает централизованное управление линиями 220 кВ, силовым трансформатором, линиями 35 кВ, оборудованием компенсации реактивной мощности 35 кВ, трансформаторами обслуживания подстанции 35 кВ, трансформаторами в коробчатых корпусах 35 кВ и общими объектами. Система видеонаблюдения контролирует рабочее состояние ключевого оборудования на подстанции. Все компьютеризированные системы мониторинга объекта должны рассматриваться как единое целое с взаимно открытыми протоколами связи.

Все оборудование уровня управления подстанции для вышеупомянутых систем мониторинга должно располагаться в главном диспетчерском помещении.

1) Архитектура системы

Интегрированная система автоматизации и мониторинга имеет двухуровневую архитектуру (уровень управления подстанцией, уровень секции). Уровень секции и уровень управления подстанцией объединены в сеть с помощью резервированной сети Ethernet. Оборудование уровня управления подстанцией включает рабочие станции операторов, рабочие станции пятипредохранительных устройств, устройства телеметрии, сетевое коммуникационное оборудование, печатные устройства, системы звуковой сигнализации и другие интеллектуальные интерфейсные устройства. Измерительные и управляющие блоки на уровне отсека настраиваются для каждого отсека с целью реализации функций локального мониторинга, подключая интеллектуальные устройства ввода-вывода в пределах каждого отсека.

На данной станции используется программное обеспечение для укрепления безопасности хоста. Услуги по укреплению безопасности включают разработку индивидуальных планов укрепления системы на основе профессиональных оценок безопасности. Для различных целевых систем усовершенствования безопасности реализуются посредством установки исправлений, изменения конфигураций безопасности и добавления механизмов безопасности.

Укрепление безопасности в основном включает следующие этапы:

- a. Оценка безопасности системы;
- b. Разработка планов укрепления безопасности;
- c. Реализация укрепления безопасности

2) Управление, эксплуатация и блокировка от неправильной эксплуатации

- a. Объем мониторинга на данном этапе

- Линии 220 кВ
- Силовые трансформаторы 220 кВ
- Линия 35 кВ
- Устройство компенсации реактивной мощности 35 кВ
- Трансформатор заземления станции
- Все выключатели 35 кВ
- Система постоянного тока
- Источник бесперебойного питания переменного тока
- Система видеонаблюдения
- Общие системы (например, системы пожарной сигнализации)
- Ветрогенератор
- Сборный трансформатор

б. Методы управления

Управление автоматическими выключателями подразделяется на следующие четыре сценария:

- Дистанционное управление (диспетчерский центр)
- Управление на уровне локальной станции (через бэкэнд интегрированной

системы автоматизации и мониторинга)

- Аварийное управление на уровне секции (панель измерения и управления в главном диспетчерском)

- Локальное управление на уровне оборудования (распределительное устройство)

Управление автоматической регулировкой напряжения и реактивной мощности подразделяется на следующие два сценария:

- Дистанционное (диспетчерский центр) прямое управление системой AVC
- Управление VQC на уровне станции (через серверную часть компьютерной системы

мониторинга)

с. Эксплуатация

Для обеспечения безопасной и надежной работы интегрированной системы автоматизации и мониторинга необходимо внедрить соответствующие меры безопасности и защиты

- Настройка операционных разрешений: определение объема системных и операционных действий, доступных операторам на основе их авторизованных прав;
- Уникальность операций: при наличии нескольких режимов работы выбор одного режима должен блокировать все остальные;
- Компьютер должен выполнять проверку легитимности команд и проверку состояния блокировок для всех операций, выполняемых обслуживающим персоналом;
- Операции должны выполняться в следующей последовательности: выбор точки, проверка, блокировка «пяти предотвращений» и выполнение.
- Система должна включать функцию последовательного выполнения операций.

На всех уровнях управления реализованы меры по предотвращению пяти видов ошибок. Функция предотвращения пяти видов ошибок, реализуемая с помощью микрокомпьютера, комплексно учитывается в рамках интегрированной системы мониторинга автоматизации станции. Интегрированная система мониторинга автоматизации и электрические блокировки, подключенные к полевым цепям, совместно обеспечивают систему блокировок против ошибок на электростанции. Операции управления на всех уровнях осуществляются с соблюдением принципа единственности, при этом операции на первичном уровне блокируют операции на других уровнях. Переключение операций между уровнями осуществляется с помощью программного обеспечения и переключателей.

d. Блокировка против ошибочных действий

Функции «пяти мер предосторожности» системы автоматизации должны быть интегрированы в комплексную систему автоматизированного мониторинга. Подсистема «пяти мер предосторожности» станции должна состоять из двух уровней: мер предосторожности на уровне управления станцией и мер предосторожности на уровне отсека. Меры предосторожности на уровне управления станцией включают программную систему блокировки от ошибочных действий, компьютерные клавиши и физические замки. Меры предосторожности на уровне отсека должны обеспечиваться за счет программной логической блокировки измерительных и управляющих устройств.

Электрическая блокировка с полевым подключением также является частью

систему «пяти предохранений», обеспечивая электрическую блокировку между моторными разъединителями (заземляющими выключателями) и автоматическими выключателями в пределах одного отсека. Она также обеспечивает межтоковую электрическую блокировку между заземляющими выключателями шин и линейными разъединителями, необходимую для выполнения операций по переключению линий.

Система электрической блокировки с локальной проводкой взаимодействует с подсистемой «пяти мер предосторожности» интегрированной системы автоматизации и мониторинга электростанции для совместного выполнения блокировки выключателей. В нормальном режиме работы соотношение между двумя системами представляет собой логическое И.

Высоковольтное коммутационное оборудование должно быть оснащено комплексными микропроцессорными устройствами «пяти предотвращений» для реализации функций «пяти предотвращений».

Если высоковольтное коммутационное оборудование и распределительное оборудование секционного типа (секции) оснащены сетчатыми дверцами, дверцами шкафов или механическими устройствами блокировки (например, устройствами компенсации реактивной мощности), должны быть установлены механические кодовые замки для микропроцессорных устройств защиты от ошибочных действий. Рекомендуется устанавливать устройства индикации напряжения на сетчатых дверцах.

Точка синхронизации и точка отключения для ветровых электростанций должны располагаться на стороне генератора ветровой турбины. Синхронизация между ветровой турбиной и энергосистемой должна обеспечиваться компьютеризированной системой мониторинга ветровой электростанции.

Команды синхронизации для различных выключателей должны быть взаимно блокированы, чтобы в любой момент времени синхронизация и замыкание допускались только для одного выключателя. Функция синхронизации должна поддерживать самопроверку состояния и настройку параметров. Как успешные, так и неудачные попытки синхронизации должны генерировать сигналы о состоянии. Процесс синхронизации должен включать интерактивные элементы, такие как инициирование команды, расчет параметров, отображение и подтверждение. Процесс работы и результаты должны

записываться.

3) Функции дистанционного управления

Данная подстанция оснащена двумя телеметрическими хостами. Зарезервирован интерфейс для подключения к централизованному центру управления. Благодаря интеграции оборудования дистанционного мониторинга из централизованного диспетчерского центра станция обеспечивает полную передачу полномочий по мониторингу и эксплуатации централизованному диспетчерскому центру. Это требует интеграции данных четырех видов дистанционного контроля (дистанционные измерения, дистанционная сигнализация, дистанционное управление, дистанционная регулировка) с ветровых турбин, трансформаторных будок, счетчиков электроэнергии, приборов мониторинга окружающей среды, распределительных устройств и систем видеонаблюдения в диспетчерский центр, что обеспечивает дистанционный мониторинг из централизованного диспетчерского центра. Предлагаемая интегрированная система автоматизации обладает возможностями телеметрии, телеуправления, телекоманды и телекоммутиации. Она может передавать и обмениваться информацией о релейной защите и удаленном мониторинге с системой SCADA/EMS диспетчерского центра межрегионального отделения KEGOC, одновременно принимая диспетчерские указания.

6.2.4. Релейная защита и автоматические устройства безопасности

6.2.4.1 Конфигурация защиты ключевых компонентов на территории ветропарка

(1) Защита генератора ветровой турбины

Ветрогенераторы оснащены защитой от перегрузки, остановки ротора, короткого замыкания, потери фазы, трехфазного дисбаланса, перенапряжения, пониженного напряжения, перегрева, превышения допустимого уровня вибрации, превышения скорости и запутывания кабелей. При срабатывании защиты размыкается выходной воздушный выключатель генератора и подается сигнал о срабатывании защиты. Защита ветрогенераторов поставляется в комплекте производителем турбин.

Наземные ветрогенераторы мощностью 2 МВт и выше (включая 2 МВт) должны иметь систему фиксированной установки. В рамках данного проекта ветрогенераторы должны быть оснащены системой мониторинга вибрации с использованием метода фиксированной установки. Системные

Датчики системы и устройства сбора данных должны быть установлены стационарно для обеспечения мониторинга вибрации турбины в режиме реального времени, при этом данные мониторинга передаются через блоки связи.

(2) Защита трансформатора среднего напряжения 35 кВ

Предохранители должны быть установлены на высоковольтной стороне коробчатого трансформатора для обеспечения защиты от внутреннего короткого замыкания.

На стороне низкого напряжения коробчатого трансформатора должны быть установлены интеллектуальные автоматические выключатели с защитой от перегрузки, защитой от короткого замыкания с короткой задержкой, мгновенной защитой от короткого замыкания и защитой от замыкания на землю. Корпус трансформатора оснащен неэлектрическими средствами защиты, включая сигнализацию высокой температуры масла, отключение при сверхвысокой температуре масла, срабатывание клапана сброса давления и сигнализацию высокого/низкого уровня масла. Электрические средства защиты включают дифференциальную защиту по току, мгновенную защиту по току, защиту с задержкой по току, трехступенчатую защиту от перегрузки по току, защиту от перегрузки по нулевой последовательности, защиту от перегрузки по нулевой последовательности на нейтрали и защиту от перегрузки, способные инициировать сигнализацию или отключение. Подстанция оснащена устройством управления защитой и измерением трансформатора. Сигналы с подстанции передаются по оптоволоконным кабелям связи на серверную часть системы мониторинга подстанции, что обеспечивает возможность удаленного мониторинга. Это устройство включает в себя как электрические, так и неэлектрические функции защиты. Корпус подстанции оснащен средствами защиты от перегрева и избыточного давления; в случае возникновения нештатных условий устройство защиты и контроля трансформатора может инициировать срабатывание сигнализации и отключение.

6.2.4.2 Конфигурация защиты ключевых компонентов на электроподстанции

(1) Защита линии 220 кВ

Данный проект подключается к системе на уровне напряжения 220 кВ. Защита линии 220 кВ электроподстанции сконфигурирована с использованием микропроцессорной оптоволоконной дифференциальной защиты по току, реализующей конфигурацию двойной защиты

. Каждый комплект защиты использует два выделенных оптоволоконных канала, причем два устройства защиты поставляются разными производителями. Каждый комплект защиты может подключаться к системе мониторинга через порт Ethernet и одновременно синхронизировать время с системой унифицированной синхронизации времени подстанции. Выбор устройств защиты на обеих сторонах стандартизирован.

(2) Защита силовых трансформаторов

Микропроцессорная защита силовых трансформаторов должна соответствовать принципу взаимной независимости. Каждый силовой трансформатор должен быть оснащен двумя комплектами защиты по электрическим величинам и одним полным комплектом защиты по неэлектрическим величинам, сконфигурированными в схеме с двойным резервированием.

Каждый силовой трансформатор должен быть оснащен двумя комплектами защиты по электрическим величинам (основным и резервным) и одним независимым комплектом защиты по неэлектрическим величинам. Конфигурация защиты должна включать как минимум следующее:

Основная защита: дифференциальная защита.

Резервная защита высоковольтной стороны: защита от перегрузки по току с запуском по суммарному напряжению, защита от тока и напряжения нулевой последовательности, защита от перегрузки по току нулевой последовательности, защита от перегрузки.

Резервная защита низковольтной стороны: защита от перегрузки по току с запуском по суммарному напряжению, защита от перегрузки, защита от перегрузки по току нулевой последовательности, контроль напряжения нулевой последовательности.

Защита по неэлектрическим величинам: защита силового трансформатора от тяжелого газа; защита силового трансформатора от легкого газа; защита силового трансформатора от аномалий уровня масла; защита силового трансформатора от сброса давления; защита обмоток силового трансформатора от высокой температуры; защита поверхности масла силового трансформатора от высокой температуры; защита устройства переключения обмоток под нагрузкой силового трансформатора от тяжелого газа; сброс давления устройства переключения обмоток под нагрузкой силового трансформатора; защита

от перегрева поверхности масла устройства переключения отводов под нагрузкой силового трансформатора; защита от полного отключения системы охлаждения силового трансформатора и т. д.

(3) Защита магистральной линии 35 кВ

Линии 35 кВ оснащены микропроцессорной трехступенчатой защитой от межфазного тока и защитой от тока нулевой последовательности.

(4) Защита SVG 35 кВ

SVG 35 кВ оснащен трехступенчатой защитой от межфазного тока и защитой от тока нулевой последовательности, а также защитой от перенапряжения и пониженного напряжения.

(5) Защитные устройства для заземляющих трансформаторов/трансформаторов станционного питания

Оснащены микропроцессорной трехступенчатой защитой от межфазного тока, защитой от тока нулевой последовательности и защитой корпуса.

(6) Защита шин 35 кВ

Шинная сеть 35 кВ оснащена дифференциальной защитой шин, охватывающей все распределительные устройства 35 кВ.

(8) Защита соединительной шины 220 кВ

На стороне 220 кВ подстанции используется конфигурация с внешним мостом, оснащенная устройством защиты соединительной шины 220 кВ для обеспечения защиты от перегрузки по току при заряде соединительной шины.

(9) Защита и управление блоком динамической компенсации реактивной мощности

Устройство защиты и управления блоком динамической компенсации реактивной мощности поставляется в виде комплекта производителем оборудования динамической компенсации реактивной мощности, что позволяет осуществлять управление и регулирование аппаратуры компенсации реактивной мощности подстанции. Устройство защиты и управления блоком динамической компенсации реактивной мощности должно обеспечивать надежную связь с системой мониторинга электроподстанции.

Схема конфигурации и выбор релейной защиты системы

соответствовать отчету о подключении к сети и замечаниям по его рассмотрению.

6.2.4.3 Автоматические устройства безопасности

1) Данный проект требует установки устройства станции управления устойчивостью и отключения генератора. Электроподстанция должна быть оснащена двумя устройствами обеспечения безопасности и устойчивости для обеспечения ее безопасной и стабильной работы, что необходимо учитывать на этапе строительства подстанции.

6.2.4.4 Регистрация неисправностей

Для облегчения анализа и ликвидации аварий на подстанции 220 кВ должны быть установлены три экрана регистрации неисправностей. Устройства регистрации должны обладать возможностями записи аналоговых и цифровых сигналов, а также такими функциями, как воспроизведение аварийных ситуаций и удаленная передача данных. Мониторинг должен охватывать такие аналоговые величины, как токи в линии 220 кВ, токи на всех сторонах силового трансформатора, токи в точке нейтрали, токи в линии 35 кВ, токи динамической компенсации реактивной мощности 35 кВ и напряжения на шинах, а также рабочее состояние действий защиты, положения выключателей и каналы защиты. Регистраторы должны иметь функции синхронизации времени по GPS/BD и дистанционного управления, а также доступ к системе управления информацией о неисправностях защиты через порты Ethernet.

6.2.5 Измерение и учет

6.2.5.1 Измерения

Точки измерения должны быть установлены на стороне низкого напряжения силового трансформатора, компенсации реактивной мощности 35 кВ, трансформаторов станционного питания 35 кВ, соединительной шины 35 кВ и т. д. на территории подстанции. Должны использоваться однофазные электросчетчики с классом точности измерения активной мощности 0,5 и классом точности измерения реактивной мощности 2.

6.2.5.2 Учет

Точки учета на входе должны быть установлены на сборной линии 35 кВ и на стороне подачи энергии в накопитель 35 кВ с использованием двунаправленных первичных/вторичных

с точностью измерения активной энергии класса 0,2S и реактивной энергии класса 2.

6.2.6 Вспомогательное электропитание

6.2.6.1 Система постоянного тока

Для питания потребителей постоянного тока, включая механизмы срабатывания/замыкания автоматических выключателей, микрокомпьютерные системы мониторинга ветроэлектростанций, интегрированные системы автоматизации подкачки, источники бесперебойного питания и аварийное освещение, подкачка должна быть оснащена встроенным блоком питания постоянного тока 220 В. Система постоянного тока работает при напряжении 220 В. Предварительные расчеты показывают, что потребность в нагрузке постоянного тока составляет 365,48 Ач. Соответственно, предусмотрены два комплекта аккумуляторных батарей емкостью 400 Ач, состоящие из 104 элементов в каждом комплекте (всего 208 элементов). Используются необслуживаемые герметичные свинцово-кислотные аккумуляторы с клапанным регулятором. Каждый комплект должен размещаться в отдельном, независимом аккумуляторном отсеке, при этом аккумуляторные батареи устанавливаются вертикально на стойках.

Система постоянного тока использует конфигурацию с двумя шинами и соединительным переключателем между ними. Каждая шина обслуживает один блок зарядки и один аккумуляторный блок. Шинная шина постоянного тока сочетает в себе функции управления и питания, при этом понижающая кремниевая цепь не установлена. Блоки зарядки используют высокочастотные импульсные источники питания, каждый модуль рассчитан на 20 А, сконфигурированные в схеме 4+1. Коммутационное оборудование постоянного тока имеет шкафную конструкцию, состоящую из двух панелей питания постоянного тока и двух панелей зарядки постоянного тока, расположенных в релейном помещении. Оборудование системы постоянного тока использует радиальную конфигурацию питания.

6.2.6.2 Система ИБП

Электроподстанция 220 кВ для данного проекта оснащена двумя блоками бесперебойного питания (ИБП) переменного тока мощностью 15 кВА в резервированной конфигурации, служащими взаимным резервом и размещенными в отдельной панели. Эти блоки питают критически важные нагрузки, включая компьютеризированную систему мониторинга ветропарка, компьютеризированную систему мониторинга электроподстанции и автоматическую систему пожарной сигнализации. Панели ИБП

находится в помещении вторичного оборудования.

6.2.7 Система пожарной сигнализации

Электростанция 220 кВ для данного проекта должна быть оснащена независимой автоматической системой пожарной сигнализации. Эта система контролирует пожарную обстановку на территории подстанции и обеспечивает блокировку управления в соответствии с требованиями пожарной безопасности, используя систему пожарной сигнализации на основе шины с кодированной передачей. Панель управления системой пожарной сигнализации должна быть оснащена последовательным портом связи или сетевым интерфейсом для подключения к системе мониторинга ветропарка, что позволяет осуществлять мониторинг сигналов пожарной сигнализации и сигналов состояния блокировки управления в режиме реального времени.

6.2.8 Система синхронизации часов

На всей станции должна быть установлена специальная система синхронизации часов, состоящая из одного стандартного блока синхронизации часов и использующая устройства расширения синхронизации времени. Это должно обеспечить выполнение требований к ведению времени для систем мониторинга станции, устройств защиты и другого интеллектуального оборудования. Система синхронизации часов должна быть спроектирована независимо от панели системы мониторинга.

6.2.9 Система видеонаблюдения

Данный проект предусматривает установку системы видеонаблюдения на ветропарке для мониторинга внутренних и внешних условий окружающей среды, в которых находится энергогенерирующее оборудование, рабочего состояния оборудования и безопасности персонала в режиме реального времени. Система видеонаблюдения должна дополнять или заменять ручные осмотры. Системы классифицируются по месту мониторинга на системы видеонаблюдения ветротурбин и подстанций.

Камеры наблюдения устанавливаются как внутри, так и снаружи ветрогенераторов для мониторинга таких зон, как внутреннее пространство гондолы, основание башни и внешние участки гондолы. В частности: - две камеры устанавливаются внутри гондолы; - две камеры устанавливаются внутри башни; - одна камера устанавливается снаружи гондолы; - одна камера устанавливается снаружи двери турбины. Эти камеры

поставляются производителем турбины.

Система видеонаблюдения использует полностью цифровой подход, при этом данные видеонаблюдения передаются в облако через брандмауэр. Для удобства эксплуатации и технического обслуживания система видеонаблюдения подстанции спроектирована так, чтобы обеспечивать 360-градусный обзор без слепых зон для оборудования во всех операционных и патрульных зонах станции. Оборудование на территории ветропарка и в зонах хранения энергии входит в зону охвата системы видеонаблюдения. Емкость хранилища видеозаписей предварительно установлена на три месяца. Ключевые объекты мониторинга включают высоковольтные/низковольтные распределительные устройства, силовые трансформаторы, зоны накопления энергии, диспетчерские и прилегающие к подстанции территории. Проект должен соответствовать требованиям по обеспечению безопасности и соответствующим проектным спецификациям.

Система видеонаблюдения включает в себя серверы, терминальные мониторы, камеры, видеокабели, сетевое оборудование, кабели управления и электронное ограждение, установленное по периметру подстанции. Серверное оборудование, такое как видеосерверы, должно быть настроено в соответствии с окончательными размерами всего объекта, с резервированием интерфейсов для удаленного мониторинга. Система видеонаблюдения может взаимодействовать с системами защиты подстанции и системами интегрированной автоматизации внутри станции. Должны использоваться открытые универсальные протоколы. Используя Ethernet-связь, система должна обеспечивать взаимодействие с интегрированной системой мониторинга подстанции для получения команд мониторинга и выполнения функций связи с системой видеонаблюдения во время работы. Эти функции должны отображаться на рабочих станциях системы видеонаблюдения и на больших экранах.

6.2.10 Развертывание беспроводной сети

Точки беспроводного доступа должны быть развернуты для покрытия всего объекта, отвечая как эксплуатационным, так и бытовым требованиям к сети. Беспроводное оборудование должно быть установлено во всех зонах подстанции, внутри гондол ветрогенераторов и у оснований башен для обеспечения полного беспроводного покрытия на территории подстанции, внутри турбин и в радиусе 50 метров вокруг каждой турбины.

В здании подстанции и на открытых площадках устройства AP должны быть размещены на разных этажах и в разных местах в соответствии с размерами объекта и эксплуатационными требованиями, обеспечивая всестороннее беспроводное покрытие на всей территории подстанции (уровень сигнала ≥ -65 дБм).

Устройства AP должны питаться от импульсных источников питания или адаптеров РОЕ. Все точки доступа должны поддерживать режимы FIT и FAT, а также обладать функциональными конфигурациями, включая IPv6, AC и SNMP.

6.2.11 Заземление, молниезащита и помехоустойчивость вторичного электрооборудования

(1) Заземление

1) Экранирующий слой кабелей управления защитой микропроцессоров должен быть надежно заземлен с обоих концов.

2) Рабочее заземление всех чувствительных электронных устройств не должно быть соединено с заземлением безопасности или защитным заземлением.

3) В главном диспетчерском, помещении релейной защиты, локальных клеммных ящиках и защитных фильтрах следует установить сеть уравнивания потенциалов с использованием медных шин с площадью поперечного сечения не менее 100 мм². Эта сеть должна подключаться к одной точке на главной заземляющей сетке подстанции.

4) В пределах главного поста управления и помещения релейной защиты проложить специальные медные заземляющие шины с площадью поперечного сечения не менее 100 мм² по направлению расположения экранов (шкафов). Соедините оба конца, чтобы сформировать внутреннюю сеть уравнивания потенциалов заземления. Эта внутренняя сеть должна быть надежно заземлена на главную заземляющую сеть подстанции с помощью не менее четырех медных шин (или кабелей) с площадью поперечного сечения не менее 50 мм².

5) В локальных клеммных коробках на распределительном устройстве должны быть установлены оголенные медные шины с площадью поперечного сечения не менее 100 мм

² должны быть установлены в локальных клеммных коробках на подстанции. Они должны быть соединены с сеткой эквипотенциального заземления в кабельном траншее с помощью медных кабелей с площадью поперечного сечения не менее 100 мм².

6) Для вторичных цепей трансформатора напряжения, не заземленных на подстанции, точка нейтрали каждой вторичной цепи должна быть заземлена через искровой разрядник или оксидцинковый варистор на клеммной коробке трансформатора напряжения. Пиковое пробивное напряжение этих устройств должно превышать $30 \cdot I_{\max} V$ (где $I_{\max}$ — максимально возможный эффективный ток замыкания на землю, проходящий через подстанцию при замыкании на землю в сети, в кА). Разрядные промежутки или оксидно-цинковые варисторы подлежат периодическому осмотру для предотвращения многоточечного заземления во вторичных цепях трансформаторов напряжения. Для обеспечения надежного заземления нейтральные проводники всех трансформаторов напряжения не должны подключаться к выключателям, предохранителям или другим устройствам, которые могут размыкаться.

7) Вторичная цепь вторичной обмотки общего трансформатора тока должна быть заземлена только в одной точке внутри соответствующего щита (шкафа) защиты. Независимая вторичная цепь, электрически изолированная от других вторичных цепей трансформаторов напряжения и тока, может быть заземлена в одной точке на территории подстанции.

8) Нейтральный провод (нейтральный проводник) сети переменного тока внутри панели (шкафа) релейной защиты на базе микропроцессора не должен подключаться к сети уравнивания потенциалов.

(2) Защита от молнии

При необходимости установите устройства защиты от скачков напряжения на входах питания переменного и постоянного тока различных устройств.

(3) Защита от помех

1) Все кабели вторичных цепей микропроцессорных устройств релейной защиты должны быть экранированными.

2) Цепи переменного тока и переменного напряжения, цепи переменного и постоянного тока, высоковольтные и низковольтные цепи, а также четыре вводных провода от вторичной обмотки трансформатора напряжения подстанции и два вводных провода от обмотки трансформатора напряжения, соединенной в открытую треугольную цепь, должны иметь свои собственные независимые

кабели.

3) Цепи запуска и срабатывания для критически важных устройств защиты, таких как дифференциальная защита шин, должны иметь каждый свой собственный выделенный кабель.

4) Для цепей отключения, проходящих по длинным кабелям, следует принять меры, такие как увеличение рабочей мощности выходного реле, для предотвращения ложных срабатываний.

5) Производители должны повысить электромагнитную стойкость и класс защиты микропроцессорных устройств защиты. Рабочее напряжение на входах оптопары должно поддерживаться в пределах от 55 % до 70 % от номинального напряжения питания постоянного тока.

6) Должны быть приняты эффективные меры для предотвращения сбоев в работе, вызванных эксплуатацией системы, неисправностями, заземлением постоянного тока или другими нештатными условиями, что позволит избежать некорректных действий, вызванных отказом отдельных компонентов устройств защиты.

7) Во всех критических цепях, связанных с прямым срабатыванием, должны использоваться промежуточные реле с рабочим напряжением в пределах от 55% до 70% от номинального напряжения питания постоянного тока, требующие минимальной рабочей мощности 5 Вт.

8) Следует соблюдать принцип, согласно которому входной источник питания 24 В для устройств защиты не должен выходить за пределы защитного помещения, чтобы предотвратить появление помех.

9) Все соединения сети связи, проходящие через распределительное устройство, должны использовать оптоволоконные среды.

10) Прокладка вторичных кабелей должна быть рационально спланирована с целью минимизации близости к высоковольтным шинам, точкам заземления молниеотводов и молниезащитных устройств, шунтирующим конденсаторам, соединительным конденсаторам и емкостным проходникам. Следует избегать или сокращать обходные пути и минимизировать длину вторичных кабелей.

6.3 Автоматизация диспетчерского управления

6.3.1 Взаимосвязь с диспетчерскими

Электроподстанция 220 кВ данного проекта находится в ведении Центрального межрегионального диспетчерского центра КЕГОС. Линии электропередачи 220 кВ от ветровой электростанции, коммутационные участки на обоих концах и сопутствующее оборудование, силовые трансформаторы на подстанции 220 кВ, сборные линии 35 кВ и распределительное устройство 35 кВ находятся под управлением и зарегистрированы в Диспетчерском центре Центрального межрегионального отделения КЕГОС. Взаимосвязи в области диспетчерского управления должны регулироваться Отчетом о подключении к системе.

6.3.2 Система дистанционного управления

(1) Схема дистанционного управления

Данные телеметрии со стороны 220 кВ ветровой электростанции должны передаваться на сервер системы SCADA в Диспетчерский центр Центрального межрегионального отделения КЕГОС по двум независимым выделенным каналам в соответствии с протоколом IEC 60870-5-104. Полный перечень и содержание передаваемой телеметрической информации подлежат утверждению как Центральным диспетчерским центром межрегиональной сети КЕГОС, так и Национальным диспетчерским центром.

(2) Объем передаваемой информации

1) Стандартная информация о дистанционной передаче данных

а) Сигналы телеметрии

Общая выработка активной и реактивной мощности;

Напряжение, ток, активная мощность, реактивная мощность на выходящих линиях;

Напряжение, ток, активная мощность, реактивная мощность по обе стороны повышающего трансформатора;

Напряжения на шинах в каждой секции;

Реактивная мощность устройств компенсации реактивной мощности;

Напряжение, ток, активная мощность, реактивная мощность на сборной линии;

Ток, активная и реактивная мощность на каждой стороне трансформатора
станционного питания и заземляющего трансформатора;

Нормативная генерирующая мощность и количество работающих
энергоблоков; Ограниченная генерирующая мощность и количество
энергоблоков на электростанции; Резервная мощность и количество
энергоблоков на электростанции; Мощность при отключении станции и
количество энергоблоков;

Резервная мощность при сбое связи и количество агрегатов на станции

;

Фактическая мощность, подключенная к сети;

Текущие настраиваемые верхний и нижний пределы активной мощности;

Полезная мощность, реактивная мощность, ток и напряжение генератора

блоки;

b) Дистанционная сигнализация

Общий сигнал тревоги по всей станции;

Сигналы положения для всех автоматических выключателей
(двухпозиционные); Сигналы положения для всех разъединителей и
заземляющих выключателей; Сигнал срабатывания главной защиты
линии 220 кВ;

Сигнал о комплексном внутреннем замыкании на силовых трансформаторах;

Сигналы о рабочем состоянии оборудования связи в зоне ответственности
диспетчерской;

c) Дистанционное управление

Раскрытие и замыкание выключателей;

Раскрытие и замыкание всех электрических разъединителей на подстанции;

Включение и отключение устройств компенсации реактивной мощности; Запуск и
остановка электростанции;

Регулировка положения выводов повышающего трансформатора.

d) Дистанционная регулировка

положение отводов силового трансформатора; Регулирование активной мощности.

6.3.3 Учет

(1) Установление точек учета на ветропарке

1) Точки границы со стороны ветропарка

—Сборная линия 35 кВ

— Фидеры накопителя энергии 35 кВ

2) Точка резервного подключения со стороны ветропарка

—Выходная сторона линии 220 кВ

3) Точка учета на стороне ветропарка

—Низковольтная сторона силового трансформатора

—Компенсация реактивной мощности 35 кВ

— Сервисный трансформатор подстанции 35 кВ

—Заземляющий трансформатор 35 кВ

—Соединительная шина 35 кВ

(2) Требования к конфигурации оборудования для учета электроэнергии

Для подстанции 220 кВ в рамках данного проекта требования к конфигурации счетного оборудования следующие:

1) Счетчики на узловых точках: использовать многофункциональные электронные счетчики с интерфейсами RS485, обеспечивающие измерение активной мощности класса 0,2S и измерение реактивной мощности класса 2,0, сконфигурированные в виде систем с двумя счетчиками;

2) Счетчики резервных точек соединения: использовать многофункциональные электронные счетчики с интерфейсами RS485, обеспечивающие измерение активной мощности класса 0,2S и реактивной мощности класса 2,0, сконфигурированные как двойные счетчики;

3) Счетчики в точках оценки: использовать многофункциональные электронные счетчики с интерфейсами RS485, обеспечивающие измерение активной энергии с классом точности 0,5 и реактивной энергии с классом точности 2,0, сконфигурированные как одиночные счетчики;

4) Трансформатор тока: класс точности 0,2S;

- 5) ТТ: класс точности 0,2.
- (3) Схема учета электроэнергии

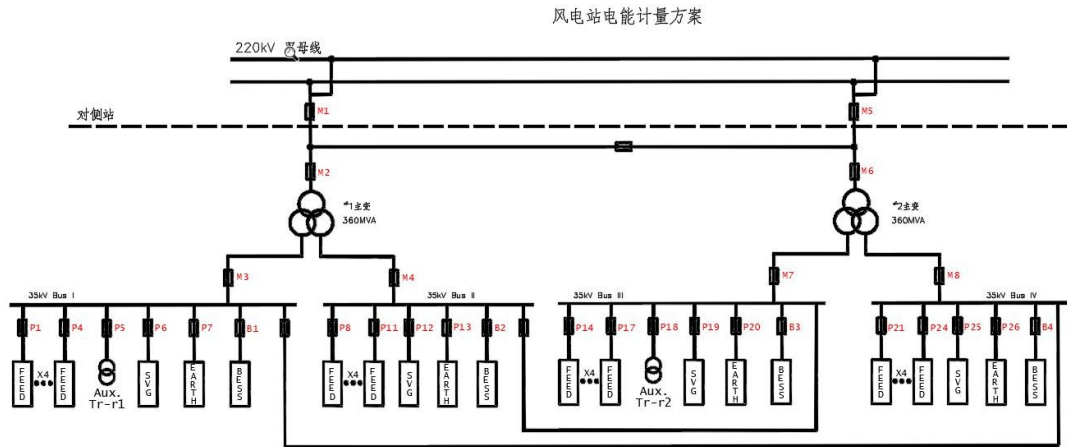


Рисунок 6.3-1 Схема учета энергии ветровой электростанции

- 1) Генерация ветровой электростанции:

$$P = (P1 + P2 + P3 + P4 - P5 - P6 - P7) + (P8 + P9 + P10 + P11 - P12 - P13) + (P14 + P15 + P16 + P17 - P18 - P19 - P20) + (P21 + P22 + P23 + P24 - P25 - P26)$$

- 2) Потери в трансформаторе: $M_T = (M3 + M4 - M2) + (M7 + M8 - M6)$
- 3) Потери в линии электропередачи: $M_L = (M2 - M1) + (M6 - M5)$
- 4) Чистая выходная мощность: $P_{Net-power} = P - M_T - M_L$

- 5) Выходная мощность накопителя энергии: $V = B1 + B2 + B3 + B4$

Конфигурация и реализация учета электроэнергии подлежат окончательному утверждению в отчете о подключении к сети.

- (4) Схема сбора данных об энергопотреблении

Электростанция 220 кВ для данного проекта должна быть оснащена двумя устройствами сбора данных об электроэнергии. Эти устройства должны взаимодействовать со счетчиками электроэнергии через порты RS485 с использованием протокола DL/T 645 для сбора соответствующих электрических параметров с ветропарка. Данные должны передаваться по каналам учета в систему автоматического учета в Национальном диспетчерском центре KEGOC.

6.3.4 Система прогнозирования ветровой энергии

Проект включает в себя систему прогнозирования мощности. Эта система получает данные численного прогноза погоды от метеорологических служб (или непосредственно от системы главной диспетчерской станции) наряду с графиками выработки, выдаваемыми главной диспетчерской станцией. Она загружает информацию о численном прогнозе погоды на главную станцию, выполняет расчеты, анализ, корректировки и проверки на основе исторических и оперативных данных, а также передает результаты прогнозирования мощности на главную диспетчерскую станцию. Система прогнозирования мощности взаимодействует с системой главной станции через зону безопасности II сети диспетчерских данных. Связь между системой прогнозирования мощности и системами мониторинга зоны безопасности I проходит через аппаратный брандмауэр, а для сбора метеорологических данных используется устройство обратной изоляции.

Система прогнозирования мощности передает соответствующую информацию на центральную диспетчерскую станцию прогнозирования мощности через единый канал сети данных диспетчерской службы.

Данный проект включает систему мониторинга метеорологической обстановки, интегрированную в единую систему прогнозирования мощности. Серверная часть системы мониторинга развернута на подстанции, а точки мониторинга окружающей среды, распределенные по всей территории объекта, подключены с помощью оптоволоконных кабелей. Система мониторинга метеорологической обстановки взаимодействует с системой прогнозирования мощности через последовательный порт или в сетевом режиме, что позволяет передавать такие метеорологические параметры, как скорость и направление ветра, температура окружающей среды и влажность.

6.3.5 Система управления AGC/AVC

Данный проект включает один блок AGC/AVC с двойным резервированием как для основного хоста, так и для оборудования связи. Система AGC/AVC должна обладать способностью одновременно взаимодействовать как с первым, так и со вторым уровнями сети диспетчерских данных.

Ветропарк должен обладать возможностью регулирования активной мощности, что позволяет контролировать выходную активную мощность в соответствии с указаниями диспетчерской службы энергосистемы. Для обеспечения управления активной мощностью ветропарк оснащен системой управления активной мощностью. Эта система принимает и автоматически выполняет сигналы дистанционного управления активной мощностью, передаваемые диспетчерской службой, обеспечивая, чтобы максимальное значение активной мощности ветропарка и значение изменения активной мощности не превышали значений, установленных диспетчерской службой энергосистемы.

Ветропарк должен быть оснащен системой регулирования реактивной мощности и напряжения: в соответствии с указаниями диспетчерского центра энергосистемы эта система автоматически регулирует реактивную мощность, выделяемую (или поглощаемую) всем ветропарком, для регулирования напряжения в точке подключения к сети. Скорость ее регулирования и точность управления должны соответствовать требованиям к регулированию напряжения в сети.

Конкретные условия внедрения зависят от системы подключения к сети и утвержденных технических характеристик.

6.3.6 PMU

На подстанции должна быть установлена система синхронного измерения фазорных величин (PMU) с резервированной конфигурацией из двух устройств. Она включает в себя такое оборудование, как устройство синхронного измерения фазорных величин и концентратор данных. PMU должна измерять данные в реальном времени, включая амплитуду и фазу трехфазного основного напряжения как на стороне высокого, так и на стороне низкого напряжения силового трансформатора, а также амплитуду и фазу трехфазного основного тока на линии 35 кВ. Эти данные должны передаваться в систему диспетчерской главной станции через сеть передачи диспетчерских данных.

6.3.7 Модернизация вторичной электрической системы для противоположных подстанций

(1) Релейная защита и автоматические устройства безопасности

Каждая вновь добавленная линия 220 кВ на удаленной подстанции оснащена двумя

комплектами микропроцессорной оптоволоконной дифференциальной защиты по току, реализующими конфигурацию двойной защиты. Каждый комплект защиты использует два выделенных оптоволоконных канала, причем устройства защиты поставляются разными производителями. Каждый комплект подключается к системе мониторинга через порт Ethernet и имеет возможность синхронизации с единой системой времени подстанции. Выбор устройств защиты стандартизирован для обеих сторон.

Для обеспечения надежной и стабильной работы энергосистемы и предотвращения перегрузок в аварийных ситуациях после включения ветровой электростанции в систему на каждой линии 220 кВ должно быть установлено одно устройство автоматического сброса нагрузки на линии.

(2) Автоматизация диспетчерского управления

Взаимоотношения в области управления диспетчерской службой на данном этапе остаются такими же, как и на предыдущем этапе.

(3) Учет

Для вновь построенных секторов на противоположной подстанции в недавно добавленной панели учета шлюза установлены два дополнительных цифровых трехфазных четырехпроводных интеллектуальных счетчика электроэнергии. Новые цифровые интеллектуальные счетчики электроэнергии подключены к терминалу сбора данных об электроэнергии.

(4) Система мониторинга

Соответствующее измерительное и управляющее оборудование для вновь добавленных отсеков на данном этапе устанавливается в недавно добавленной панели измерения и управления линией. Оно может быть интегрировано в существующую систему мониторинга подстанции.

(5) Другие вторичные компоненты

➤ Синхронизация времени оборудования: Вновь добавленные устройства защиты и измерения-управления линии 220 кВ должны использовать синхронизацию времени по коду В, интегрированную в существующую систему синхронизации времени.

➤ Микропроцессорная система пяти предохранений: существующая на подстанции микропроцессорная система пяти предохранений должна быть

расширена.

➤ Существующее устройство регистрации неисправностей должно быть расширено с целью включения новых секций, установленных на данном этапе.

Соответствующие работы по прокладке кабельной проводки и вводу системы в эксплуатацию.

6.3.8 Список материалов вторичного электрооборудования

Серийный №	Наименование	Наименование и спецификация	Единица	Количество	Примечание
1	Интегрированная система автоматизации				
1.1	Рабочая станция оператора	Высокопроизводительный ПК, оснащенный: 23-дюймовым ЖК-монитором, процессором четырехъядерный процессор $\geq 2,8$ ГГц, объем памяти ≥ 8 ГБ, жесткий диск ≥ 500 ГБ*2, видеокарта с высоким разрешением, 3 порта Ethernet 100 Мбит/с, 1 параллельный порт, 2 последовательных порта, 1 клавиатура, 1 мышь, 2 устройства защиты от перенапряжения для удаленной связи, 1 оптический привод для чтения/записи, внешние устройства хранения данных, поддержка ОС Linux	Набор	2	
1.2	Программное обеспечение для защиты хоста	Установлено на каждом хосте/рабочей станции оператора	Набор	1	
1.3	Панель связи для дистанционного управления	Хост-компьютер телеметрии (двухканальный, включая устройство переключения каналов и модем), 2 шт.; Канальные устройства защиты от перенапряжения, 6 шт.; Преобразователь протоколов, 1 шт., не менее	комплект	1	

		16 последовательных портов; Коммутаторы (24 порта Ethernet), 6 шт.; Оптоволоконные распределительные рамы, 2 шт.; Пигтейлы, по мере необходимости; Четыре сетевых интерфейса SDN, протокол связи с диспетчерскими терминалами: 104.			
1,4	Сетевой коммутатор 35 кВ (24 порта Ethernet порта)	Установлен на входе силового трансформатора 35 кВ входном распределительном устройстве	Блок	6	
1,5	Сетевой лазерный принтер	Возможность выбора формата А3 или А4, разрешение $\geq$ 600 точек на дюйм	Шт	1	
1,6	Звуковая сигнализация		Набор	1	
1.7	Консоль управления станцией	Специализированная консоль на 12 станций, включая сиденье	Комплект	1	
1,8	Экранированный кабель витой пары	ZRC-DJYPVP-22-2x2x1,0 мм ²	м	2000	
1,9	Кабель Ethernet	Кабель Ethernet категории 5е	м	3500	
1.10	Общая панель мониторинга и управления	Включает в себя универсальное измерительно-управляющее , 3 комплекта	Комплект	1	
1.11	Экран синхронизации времени	Главный экран синхронизации Время GPS/BD	Настройка	1	

		система, 1 комплект, хост с двумя часами и модулем расширения ; включает кабели синхронизации			
1,11	Защита и управления	Интегрированное устройство защиты и измерения устройство, устанавливаемое в высоковольтных распределительных устройствах	блок	16	
1,12	Питание накопителя энергии 35 кВ Блок защиты и управления Блок защиты и управления	Интегрированный блок защиты и управления, установленный в высоковольтной распределительной аппаратуре	Единица	4	
1,13	Трансформатор питания подстанции 35 кВ Блок защиты и управления	Интегрированный блок защиты и управления Установлен в высоковольтной распределительной аппаратуре	Блок	2	
1,14	Компенсация реактивной мощности 35 кВ Блок защиты и управления	Интегрированный блок защиты и управления Установлен в высоковольтной распределительной аппаратуре	Блок	4	
1,15	35 кВ Заземляющий трансформатор Блок защиты и управления	Интегрированный блок защиты и управления Установлен в высоковольтной распределительной аппаратуре	Блок	4	
1,16	Защита и управление соединительной шиной 35 кВ Блок	Блок интегрированной защиты и управления Установлено в высоковольтной распределительной аппаратуре	Блок	2	
1,17	Блок защиты и управления РТ 35 кВ	Интегрированный блок защиты и управления Устанавливается в высоковольтных распределительных устройствах	Блок	4	

1,18	Панель мониторинга силового трансформатора	Устройство контроля и управления высоким напряжением трансформатора, 1 шт.; Устройство контроля и управления низким напряжением трансформатора, 2 шт.; Блок мониторинга и управления корпусом, 1 шт.; Датчик положения выводов, 1 шт. (поставляется производителем силового трансформатора); Датчики температуры, 3 шт. (поставляются производителем силового трансформатора).	Комплект	2	
1.19	микрокомпьютерная рабочая станция с защитой от ошибок	Комплект «Пять мер предосторожности» (включая программное обеспечение «Пять мер предосторожности», компьютерный ключ, соединительный кабель, запасную батарею и зарядную док-станцию для запасной батареи и т. д.), зарядный коммуникационный контроллер, кодовый замок, универсальный инструмент для разблокировки; включает замки «Пять мер предосторожности» для бустерных станций и коробчатых трансформаторов; рабочая станция «пяти мер предотвращения» и хост	Комплект	1	

		включен в конфигурацию компьютерного оборудования.			
1.20	Монитор	Два 80-дюймовых дисплея	Набор	1	
1.21	Переключатель экранов	KVM-коммутатор, HDMI 4 входа/1 выход, 4K HD, поддержка нескольких хостов Синхронный доступ к одному монитору	Набор	2	
1,22	Экран интерфейса централизованного центра управления	В комплект входят: 1 сервер сбора данных, 1 сервер пересылки данных, 1 сервер пересылки данных накопителя энергии, 2 коммутатора доступа, 1 брандмауэр, 1 маршрутизатор, 1 шлюз данных, витрину и аксессуары.	Комплект	1	
2	Релейная защита и безопасность Автоматические устройства				
2.1	Панель защиты силового трансформатора	Панель защиты силового трансформатора состоит из: основных и резервных устройств защиты, 2 шт.; Принтеры, 2 шт.;	Комплект	6	

		Неэлектрический защитный блок, 1 шт.; Трехфазный блок управления высоковольтной стороны, 1 шт.; Трехфазный блок управления на стороне низкого напряжения, 2 шт.; Каждое защитное устройство оснащено интерфейсом синхронизации времени по GPS и тремя портами Ethernet порта.			
2.2	Защита и измерений	Резервированная конфигурация			
2.2.1	Панель управления защитой и мониторингом линии 220 кВ	Включает один оптоволоконный блок дифференциальной защиты по току; узел интерфейса связи со специальным оптоволоконным кабелем + конфигурация с выделенным оптоволоконным ядром; несколько отводов; один блок мониторинга и управления линией ; один принтер.	Комплект	2	
2.2.2	Панель защиты линии 220 кВ В	Один комплект оптоволоконного дифференциального ; один принтер;	Комплект	2	

		конфигурация интерфейса связи с выделенным волоконном + выделенное волокно организация каналов			
2,3	Панель трассировщика бегущей волны	Включает 2 измерителя расстояния по бегущей волне , принтер, кабель связи, оптический кабель и аксессуары	Комплект	1	
2,4	Панель управления и защиты соединительной шины 220 кВ	Включает один блок защиты от микроперегрузок по току и заряда шинной связи 220 кВ; один блок бюс-бара	Комплект	1	
2,5	Панель защиты шин 35 кВ	Каждая панель содержит устройства защиты шин 35 кВ, 2 комплекта; Каждая панель оснащена принтером.	Комплект	2	
2,8	Панель управления активной и реактивной мощностью	Контроллер AGC/AVC, включая соответствующее аппаратурные и программные средства (такие как дисплей) и принадлежности.	Комплект	1	
2,9	Панель регистрации неисправностей	Микрокомпьютерные устройства регистрации неисправностей : 2 шт.; принтер: 1 шт.	Комплект	3	
2.10	Панель управления безопасностью и стабильностью	Двойная конфигурация с основным и	Набор	2	

		резервным режимом работы; включает блок интерфейса связи и блок управления.			
2.11	Система прогнозирования ветровой энергии	Включает в себя все необходимое программное обеспечение, аппаратное обеспечение, шкафы и принадлежности для прогнозирования ветровой энергии, а также соответствующую активацию услуг (например, годовую подписку на услугу прогнозирования погоды), включая приборы мониторинга окружающей среды.	Комплект	1	
2.12	Устройство синхронного измерения фазовых векторов	Включает в себя центральный процессор данных РМУ, блок сбора данных и т. д.; должен обслуживать все ячейки системы среднего и высокого напряжения при условии соблюдения требований органа, регулирующего электроснабжение, и фактических потребностей проекта	Набор	1	
3	Учет электроэнергии	Технические характеристики панели: Размеры: 2260 × 800 × 600 (мм) Трансформатор тока: 1 А Трансформатор напряжения: 100/57,7 В Постоянный ток: 220 В Переменный ток: 220 В			
3.1	Панель учета с шлюзом	9 мест для счетчиков, включая тестовое соединение	Единица	1	

		коробка			
3.1.1	Счетчик энергии линии 220 кВ	Установлен на панели учета шлюза Трехфазный четырехпроводной многофункциональный электросчетчик, 2 шт., 3×57,7(100) В, 3×0,2(1,2) А, активная точность класса 0,2S, реактивная точность класса 2, трехфазный четырехпроводной многофункциональный счетчик электроэнергии со вспомогательным источником питания.	Единица	4	
3.1.2	Счетчик энергии на соединительной шине 220 кВ	Установлен на панели учета на входе Трехфазный четырехпроводной многофункциональный счетчик энергии, 1 шт., 3×57,7(100) В, 3×0,3(1,2) А, активная энергия класс 0,2S, реактивная энергия класс 2, трехфазный четырехпроводной многофункциональный счетчик электроэнергии со вспомогательным источником питания.	Шт.	1	
3.1.3	Терминал учета электроэнергии	Установлен на панели учета шлюза	Блок	1	
3,2	Счетчик электроэнергии на стороне низкого напряжения силового трансформатора	Установлен на высоковольтном распределительном устройстве Трехфазный четырехпроводной многофункциональный , 1 шт., 3×57,7(100) В, 3	Шт.	4	

		×0,3(1,2) А, активная точность класса 0,5, реактивная точность класса 2, трехфазный четырехпроводной многофункциональный счетчик электроэнергии с вспомогательным питанием питания.			
3,3	Счетчик электроэнергии в шкафу линии сбора 35 кВ	Устанавливается в высоковольтных распределительных устройствах. Трехфазный четырехпроводной многофункциональный счетчик электроэнергии, 3×57,7(100) В, 3×0,3(1,2) А, активная мощность класса 0,2S, реактивная мощность класса 2, со вспомогательным источником питания (испытательный разъем , поставляемый производителем распределительного устройства).	Единица	28	
3,4	35 кВ, шкаф фидера накопителя энергии, электросчетчик	Устанавливается в высоковольтное распределительное устройство Трехфазный четырехпроводной многофункциональный счетчик электроэнергии, 3×57,7(100) В, 3×0,3(1,2) А, активная мощность класса 0,2S, реактивная мощность класса 2, со вспомогательным источником питания (пробная клеммная коробка поставляется производителем распределительного устройства).	Единица	8	

3,5	35 кВ шкаф реактивной мощности электросчетчик	Устанавливается в высоковольтных распределительных устройствах Трехфазный четырёхпроводной многофункциональный электросчетчик, $3 \times 57,7(100)$ В, $3 \times 0,3(1,2)$ А, активная мощность класс 0,5, реактивная мощность класс 2, со вспомогательным источником питания (пробная клеммная коробка поставляется производителем распределительного устройства).	Единица	4	
3,6	Шкаф трансформатора станционного питания 35 кВ Счетчик электроэнергии	Устанавливается в высоковольтное распределительное устройство Трехфазный четырёхпроводной многофункциональный счетчик электроэнергии, $3 \times 57,7(100)$ В, $3 \times$ $0,3(1,2)$ А, активная мощность класс 0,5, реактивная мощность класс 2, со вспомогательным источником питания (пробная клеммная коробка поставляется производителем распределительного устройства).	Единица	2	
3,7	Счетчик энергии для заземляющего устройства 35 кВ	Устанавливается в высоковольтных распределительных устройствах Трехфазный четырёхпроводной многофункциональный счетчик электроэнергии, $3 \times 57,7(100)$ В, $3 \times$ $0,3(1,2)$ А, активная мощность класса 0,5, реактивная	Единица	4	

		мощности класс 2, со вспомогательным источником питания (пробная клеммная коробка поставляется производителем распределительного устройства).			
3,8	Счетчик электроэнергии для соединительного шкафа 35 кВ	Устанавливается в высоковольтных распределительных устройствах. Трехфазный четырехпроводной многофункциональный счетчик электроэнергии, 3×57,7(100) В, 3×0,3(1,2) А, активная мощность класс 0,5, реактивная мощность класс 2, со вспомогательным источником питания (испытательная клеммная коробка поставляется производителем распределительного устройства).	Единица	2	
3,9	Многофункциональный измеритель 400 В	Многофункциональный прибор для измерения тока, напряжения, мощности, энергии и т. д., с портом связи RS485.	Единица	1	
4	Системы постоянного тока и ИБП	Технические характеристики панели: Размеры: 2260 × 800 × 600 (мм)			

4,1	Панель зарядки постоянного тока	Номинальное напряжение системы постоянного тока: 220 В постоянного тока; переменного тока: 220 В/380 В; силовой модуль 20 А; конфигурация 4+1 (на панель); двухконтурное автоматическое/ручное включение переменного тока, разъединение главной шины системы постоянного тока с помощью одной шины, использование высокочастотного переключения, источник питания постоянного тока, двойное питание и двойная зарядка, оснащение соответствующими интерфейсами связи, устройство контроля изоляции постоянного тока, прибор прибор для проверки аккумуляторов.	Набор	2	
4,2	Панель питания шины постоянного тока	Каждая панель должна вмещать не менее 50 питающих цепей.	Набор	2	
4,3	Блок аккумуляторов	Включает в себя необслуживаемые герметичные свинцово-кислотные аккумуляторы с клапанным регулятором, емкостью 300 Ач, напряжением элемента 2 В, 104 элемента в комплекте, всего 208 элементов. Включает аккумуляторные стеллажи, два комплекта разных марок	Комплект	2	
4,4	Источник бесперебойного питания переменного тока	Два источника бесперебойного питания, каждый	Комплект	1	

	Панель	с выходной мощностью 15 кВА. Двойные агрегаты с двумя шинами, работающие параллельно, с не менее чем 20 линиями обратной связи. Переменный ток: 380 В; постоянный ток: 220 В.			
5	Основные материалы для подвыпрямительной станции				
5.1	Управляющий кабель	ZRC-KVVP2-22\ZRC-DJYPVP-22	м	35 000	Различные сечения
5.2	Огнестойкий кабель	NH-VV22, 1 кВ; NH-KVVP2-22.	м	5000	
5.3	Гофрированный кабелепровод из ПВХ		м	3000	
6	Система видеонаблюдения	Включает 20 комплектов камер для подстанций, 15 комплектов 5-метровых опор, мониторы состояния окружающей среды, детекторы, системы контроля доступа, электронные ограждения или инфракрасные лучевые , монтажные принадлежности	Комплект	1	
7	Онлайн-мониторинг вибрации ветрогенераторов	Мониторинг состояния вибрации в режиме реального времени для основных компонентов ветрогенераторов	Набор	1	
8	Интегрированная система кабельной разводки	Включает в себя беспроводные сети, телефонные и сетевые розетки, коммутаторы, патч-панель, оптоволоконный	Набор	1	

		оптические кабели и различные монтажные аксессуары.			
9	Система пожарной сигнализации на бустерной станции	Включает в себя соответствующие серверы, кабельную разводку, детекторы, звуковые/визуальные сигнализаторы, ручные пожарные извещатели, пожарные телефоны и вспомогательные компоненты; интерфейсы, зарезервированные для системы пожарной сигнализации с вентиляторами и системы пожарной сигнализации с накопителем энергии.	Набор	1	
10	Автоматическая система пожарной сигнализации для вентиляторов	Включает в себя соответствующие серверы, кабели, датчики, аксессуары и т. д.	Комплект	1	
11	Система мониторинга и связи				
11.1	Оптический кабель для прокладки в трубах, одномодовый 24-жильный бронированный		км	3,2	
11,2	Оптический кабель для прямой заделки	Одномодовый 24-жильный бронированный, GYFTA53	км	9,5	
11,3	Защитные каналы для оптического кабеля, коробки для соединения оптических кабелей, сварка		Комплект	1	

	сварки и т. д.				
11.4	Интеллектуальная система мониторинга ветропарка	Включает рабочие станции мониторинга ветропарка, панель оборудования ветротурбин: серверы, брандмауэры, программное обеспечение, 4 сетевых коммутатора кольцевой сети доступа, 1 магистральный коммутатор, 1 гигабитный вертикальный блок шифрования, а также 16 комплектов локальных устройств мониторинга для ветротурбин, 16 сетевых коммутаторов кольцевой сети, 16 10-мегабитных вертикальных блоков шифрования и т. д.	Комплект	1	
11,5	Коробчатое устройство измерения и управления трансформатором	В комплект входят блок управления связью, коммутатор кольцевой сети, устройство микропродольного шифрования 10М и соединительный кабель до турбины оптико-волоконный муфтный короб	Блок	63	
11,6	Мониторинг трансформатора в коробке система	Включает в себя главный компьютер и шкаф мониторинга шкаф	Блок	1	
11,7	Система видеонаблюдения для ветропарка	Включает камеры видеонаблюдения внутри и снаружи башен ветряных турбин, состоящие из 63 переключателя, видеомониторинг ветряных турбин	Комплект	1	

		: 2 комплекта хостов и мониторов рабочих станций видеонаблюдения, 1 сервер обработки видео, 1 сервер управления системой, 1 сетевой видеорегистратор, 1 устройство хранения данных (емкостью не менее 3 месяцев), 1 магистральный коммутатор, 1 коммутатор доступа к кольцевой сети видеонаблюдения, 1 24-портовая оптоволоконная коммутационная панель			
11,8	Покрытие беспроводной сетью территории фермы территории ветровой электростанции		Пункт	1	
12	Оборудование для хранения энергии				
12.1	Система пожарной сигнализации	Включает в себя проводку, датчики, аксессуары и т. д.	Комплект	1	
12.2	Оптический кабель для прямой заделки в грунт	Одномодовый 24-жильный бронированный, GYFTA53	км	В соответствии с первичной энергией	

				питание от длина	
12,3	Кабелезащитные каналы для оптического кабеля, коробки для соединения оптических кабелей, сварные соединения и т. д.		Комплект	1	
12.4	Система управления накоплением энергии EMS	Серверы, кольцевые сетевые коммутаторы, оборудование безопасности, программное обеспечение, рабочие станции, шкафы, и т. д.	Комплект	1	
12,5	Управление координацией систем накопления энергии Система	Управляющие блоки типа «ведущий-ведомый», управления связью, коммутаторы и т. д.	Комплект	1	
12,6	Кабели	Кабели связи, огнестойкие экранированные кабели управления Кабели и кабельная арматура внутри каждой сборной кабины и между сборными кабинами в рамках поставки (включая компьютерные кабели, кабели связи, оптические кабели, оптические разъединительные коробки и патч-панели; исключая	Набор	1	

		высоковольтные кабели и принадлежности между высоковольтными сторонами 35 кВ повышающего трансформатора и до высоковольтного на подстанции)			
12.7	Система видеонаблюдения ветропарка	Интеграция системы видеонаблюдения, включая соответствующие камеры, кабельной разводки, датчиков и вспомогательных компонентов	Пункт	1	
12,8	Система автоматического регулирования напряжения (AGC/AVC) для накопителей энергии		Комплект	1	
13	Вспомогательная сборная кабина	Размеры: 16 200 мм × 16 200 мм × 3 000 мм (ориентировочно), включая систему климат-контроля кабины, систему пожаротушения, батарейные стойки, охлаждающие каналы, систему мониторинга состояния окружающей среды, освещение и внутренние кабели для соединения оборудования.	Набор	1	
15	Модернизация и реконструкция противной электростанции				
15.1	Защита и мониторинг и управление	Двойная конфигурация			

15.1.1	Панель управления защитой, мониторингом и контролем линии 220 кВ	Включает один комплект оптоволоконного устройства дифференциальной защиты по току; узел интерфейса связи с конфигурацией «выделенное оптоволоконно + выделенное оптоволоконно»; несколько пиктейлов; одно измерения и управления; один принтер.	Комплект	2	
15.1.2	Панель защиты линии 220 кВ В	Один комплект оптоволоконного устройства дифференциальной защиты по току; один принтер; конфигурация интерфейса связи с выделенным оптоволоконным ядром + выделенное оптоволоконное ядро схемой каналов	Комплект	2	
15,2	Дисплей дальномера на бегущей волне	Включает два датчика расстояния на бегущей волне , принтер, кабель связи, оптоволоконный кабель и аксессуары	Комплект	1	
15,3	Автоматическое снижение нагрузки на линию Панель устройства	Включает одно устройство автоматического сброса нагрузки	Комплект	2	
15,4	Панель регистрации неисправностей	Микропроцессорный регистратор неисправностей, 2 штук; принтер, 1 шт.	Комплект	1	

15.5.1	Счетчик энергии линии 220 кВ	Установлен на панели учета шлюза Трехфазный четырехпроводной многофункциональный счетчик электроэнергии, 2 шт., $3 \times 57,7(100)$ В, $3 \times 0,2(1,2)$ А, активная мощность класса 0,2S, реактивная мощность класса 2, трехфазный четырехпроводной многофункциональный счетчик электроэнергии с вспомогательным источником питания.	Комплект	2	

6.4 Системная связь

6.4.1 Управление диспетчерской службой

Окончательное решение по системной связи должно быть согласовано с Отчетом о системе доступа и содержать комментарии по его рассмотрению.

Электроподстанция 220 кВ для данного проекта находится в ведении диспетчерского центра Центрального межрегионального отделения KEGOC. Линия электропередачи 220 кВ от ветровой электростанции, коммутационные отсеки на обоих концах и сопутствующее оборудование, силовой трансформатор на подстанции 220 кВ, сборная линия 35 кВ и распределительное устройство 35 кВ должны управляться и регистрироваться Диспетчерским центром Центрального межрегионального отделения KEGOC. Отношения в области управления диспетчерской службой должны определяться отчетом о подключении к сети.

6.4.2 Системная связь

6.4.2.1 План прокладки оптического кабеля

Данный проект предусматривает прокладку двух 48-жильных оптико-волоконных кабелей OPGW вдоль вновь построенных линий электропередачи 220 кВ от подстанции «Wind Storage» 220 кВ до подстанции «Nura» 500 кВ. Таким образом, создаются два маршрута прокладки 48-жильных оптико-волоконных кабелей от подстанции «Wind Storage» 220 кВ до противоположной подстанции. Оптические кабели от конструкции исходящей линии до подстанции Nura 500 кВ являются частью проекта строительства линии электропередачи и не включены в данный этап.

В пределах подстанции на данном этапе используются два 48-жильных оптических кабеля в неметаллическом огнестойком кабелепроводе, каждый длиной примерно 2×200 м. В оптических кабелях используется волокно типа G.652D.

6.4.2.2 Схема организации каналов

Структура организации передачи данных связи и диспетчерского управления выглядит следующим образом:

Основной канал: строительство линий оптоволоконной связи от подстанции повышения напряжения «Фэнчу» (220 кВ) до подстанции «Нура» (500 кВ), а затем вдоль существующих

оптико-волоконных линий связи KEGOC до диспетчерского центра межрегионального филиала акционерного общества KEGOC.

Резервный канал: арендованный канал VPN через сеть казахстанской компании телекоммуникационных и ИТ-услуг «Астель».

Организационная структура передачи данных автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии выглядит следующим образом:

Основной канал:	Межсетевое	взаимосвязанная сеть
	телекоммуникационной	казахстанской компании

«Астель», предоставляющей телекоммуникационные и ИТ-услуги.

Резервный канал: подключение к Интернету осуществляется через сеть GSM компании с ограниченной ответственностью «Кар-Тел».

1) Организация каналов связи и автоматизации диспетчерской службы

На данном этапе используются вновь проложенные оптические кабели и существующие волоконно-оптические линии связи в рамках региональной городской сети Карагандинской области для создания каналов связи и диспетчерской автоматизации, необходимых для данной ветроэлектростанции.

2) Организация каналов автоматизации защиты и безопасности

Для каждой из подстанций ветропарка и системной подстанции должны быть сконфигурированы два комплекта систем основной защиты линии. Каналы основной защиты должны использовать выделенные каналы оптоволоконного ядра.

6.4.2.3 План строительства сети диспетчерских данных

Электростанция 220 кВ для данного проекта будет оснащена двумя маршрутизаторами доступа с функциями коммутации, подключенными к сети диспетчерских данных.

6.4.2.4 Решение по интегрированной сети передачи данных

Проект должен быть оснащен одним маршрутизатором доступа, брандмауэром и коммутатором. Маршрутизатор доступа должен подключаться к двум агрегирующим маршрутизаторам в пределах зоны ответственности через два канала MSTP (предпочтительно) или 2М.

6.4.3 Локальная связь

Система связи на объекте является важной гарантией нормальной производственной эксплуатации и диспетчерского управления ветроэлектростанцией, а также обеспечивает средства связи для ее производственной эксплуатации и диспетчерского управления. Связь на объекте в рамках данного проекта в первую очередь решает такие задачи, как обеспечение офисной телефонии, необходимой для производственной эксплуатации и административного управления, а также доступ пользователей к информационной сети.

1) Установка кабеля связи

Исходя из масштабов производства и планировки помещений, а также с целью удовлетворения эксплуатационных требований и адаптации к условиям объекта, в подстанции в соответствии с должностными обязанностями устанавливаются голосовые порты для телефонных соединений и порты передачи данных для подключения компьютеров. Эти порты располагаются парами. В ходе производственной деятельности оконечное пользовательское оборудование настраивается в соответствии с функциями помещений и должностными обязанностями.

2) Телефонная коммутационная система (административная)

Подстанция должна быть оснащена интегрированной системой кабельной разводки для голосовой и данных связи, питаемой от городской широкополосной сети. Сеть передачи данных должна распределяться на компьютерные терминалы через распределительные рамы. В голосовой системе должна использоваться прямая проводка с установкой достаточного количества телефонных распределительных коробок по всей станции. Все стационарные телефоны на станции должны быть подключены к соответствующим распределительным коробкам.

6.4.4 План строительства системы электроснабжения

На данном этапе устанавливаются три модуля на 50 А, при этом номинальная мощность панели питания составляет 300 А.

На данном этапе предусматривается установка двух комплектов источников питания для систем связи на -48 В/300 А (каждый из которых состоит из трех модулей на 50 А) и двух комплектов полностью герметичных необслуживаемых свинцово-кислотных аккумуляторов на -48 В/300 Ач. Они образуют систему бесперебойного питания для системы связи, размещенную в аккумуляторном помещении.

6.4.5 Помещение для оборудования связи

Для данного проекта подстанции 220 кВ все оборудование, связанное со связью, должно быть централизованно размещено в релейном помещении.

6.4.6 Перечень оборудования и материалов для системы связи

Серийный номер	Наименование оборудования и материалов	Модель и технические характеристики	Единица	Количество	Примечания
I. Оборудование связи на объекте					
1.1	HiT 7025 Оптическая система передачи SDH оптической передачи	Должно соответствовать требованиям к доступу к местной сети передачи данных доступа	Набор	2	
1,2	Цифровой коаксиальный кабель	SYFVZ75-1.2/0.25*8	м	200	
1,3	Кабель витой пары категории 5е	Симметричный кабель витой пары — категории 5е, 8-жильный, с разъемом	м	300	
1,4	Соединительный кабель	FC/PC-LC/PC — одномодовый — G.652D — 2 мм - 20 м	Шт	20	
1,5	Монтажные принадлежности	2-метровый симметричный кабель, 21×E1, 10 м, с разъемом на одном конце; Комплект для монтажа на объекте; Заглушка для коротких сервисных слотов, HiT7025/35.	Комплект	1	

1.6	Программное обеспечение для управления сетью, LCT лицензия на сетевой элемент	Лицензия на приложение TNMS-CT — Surpass HiT 7025 R4.X	Набор	2	
1,7	Шкаф 2200 мм × 600 мм × 800 мм (высота × ширина × глубина)	(Включает блок распределения питания с двумя входами постоянного тока , сокращенно PDU)	Комплект	1	
2	Оборудование сети передачи данных				
2.1	Информация о дистанционной защите Блок	SWT3000	Комплект	2	
2.2	Программируемая система коммутации		Набор	1	
2.3	Маршрутизатор уровня 3	Huawei AR6121E	Набор	2	
2.4	Коммутатор уровня 3		Набор	2	
2.5	Приемник спутникового сигнала	Sky Edge	Набор	1	
2,6	Корпус 2200 мм × 600 мм × 800 мм (В × Ш × Г)	(Включает блок распределения питания с двумя входами постоянного тока , сокращенно PDU)	Комплект	1	
3	Оборудование для электропитания				
3.1	Высокочастотный импульсный источник питания на 200 А Панель		Панель	2,00	
3.2	Не требующая обслуживания батарея 48 В/300 А·ч с монитором аккумулятора	2 В на элемент, 24 элемента в банке, включая стойки для аккумуляторов	Комплект	2,00	

3,3	Панель линий связи		Комплект	2,00	
4	Распределительное оборудование				
4.1	48-жильный неметаллический кабелепровод оптический кабель		м	1000	
4,2	Труба из ПНД		м	1000	
4,3	IP-телефон		Шт.	2	
4,4	Рация		Набор	6	
4,5	Факс		Шт	1	
4.6	Блок распределения ODF	48-ядерный, включая корпус блока, сварные пигтейлы	Комплект	2	
4,7	распределительный блок DDF	16 каналов	Комплект	2	
4.8	Блок подключения VDF	100 цепей	Комплект	1	
4.9	Конвертер RS485/оптический порт		Комплект	2	
5	Конвертер RS485/Ethernet		Комплект	2	
5,1	Шкаф 2200 мм × 600 мм × 800 мм (В × Ш × Г)	(Включает блок распределения питания с двумя входами постоянного тока , сокращенно PDU)	Комплект	1	
II. Оборудование связи для системы противоположной станции					
1.1	HiT 7025 Оптическая передача SDH	Должно соответствовать требованиям местной сети передачи данных	Набор	2	

	Оборудование	доступа			
1.2	Цифровой коаксиальный кабель	SYFVZ75-1,2/0,25*8	м	200	
1,3	Кабель витой пары категории 5е	Симметричный кабель витой пары – категории 5е, 8-жильный с разъемом	м	300	
1,4	Соединительный кабель	FC/PC-LC/PC-одномодовый-G.652D-2 мм-20 м	Набор	20	
1,5	Монтажные принадлежности	2-метровый симметричный кабель, 21×E1, 10 м, с разъемом на одном конце; Комплект для монтажа на объекте; Заглушка для коротких сервисных слотов, HiT7025/35.	Комплект	1	
1,6	Программное обеспечение для управления сетью, LCT лицензия на сетевой элемент	Лицензия на приложение TNMS-CT – Surpass HiT 7025 R4.X	Набор	2	
1,7	Шкаф 2200 мм × 600 мм × 800 мм (В × Ш × Г)	(Включает блок распределения питания с двумя входами постоянного тока , сокращенно PDU)	Комплект	1	
2	Оборудование сети передачи данных				
2.1	Информация о дистанционной защите Блок	SWT3000	Комплект	4	

2,3	Трехслойный маршрутизатор	Huawei AR6121E	Комплект	2	
2,5	Приемник спутникового сигнала	Sky Edge	Набор	2	
2,6	Шкаф 2200 мм × 600 мм × 800 мм (В × Ш × Г)	(Включает блок распределения питания с двумя входами постоянного тока , сокращенно PDU)	Комплект	1	
3	Кабельное оборудование				
3.1	48-жильный неметаллический кабелепровод оптический кабель		м	1000	
3,2	Труба из ПНД		м	1000	
3,3	IP-телефон		Шт.	2	
3.4	Факс		Шт	1	
3.5	Распределительный блок ODF	48-ядерный, включая корпус блока, сварные пигтейлы	Комплект	2	
3,6	распределительный блок DDF	16 каналов	Комплект	2	
3.7	Блок подключения VDF	100 цепей	Комплект	1	
3.8	Конвертер RS485/оптический порт		Комплект	2	
3.9	Конвертер RS485/Ethernet		Комплект	2	
3.10	Шкаф 2200 мм × 600 мм × 800 мм (В × Ш × Г)	(Включает блок распределения питания с двумя входами постоянного тока , сокращенно PDU)	Комплект	1	

6.5 Линия сбора

6.5.1 Масштаб проекта линии электропередачи

Общая установленная мощность данного проекта ветропарка составляет 500 МВт и состоит из 63 агрегатов, каждый из которых имеет мощность 8 МВт. Уровень напряжения коллекторной линии следующий:

Принимая во внимание напряжение 35 кВ, сборная линия 35 кВ будет начинаться от предполагаемого места установки трансформатора ветрогенератора и проходить до площадки подстанции. Это будет основано на общем плане расположения каждой ветрогенераторной установки. План расположения и предполагаемое местоположение подстанции следующие: сборные линии 35 кВ состоят из 16 цепей, и подробно описано последовательное соединение вентиляторов на каждой сборной линии. Не будьте:

1. Сборная линия 1 (двойная цепь на одной опоре): Линия А: А01, А02, А04, А16; Линия В: А03, А09, А21, А25;
2. Сборная линия 2 (двойная цепь на одной опоре): Линия С: А06, А07, А11, А13; Линия D: А19, А20, А26, А27;
3. Линия сбора 3 (двойной контур на одной башне): линия Е: А10, А12, А17, А18; линия F: А22, А23, А24, А28;
4. Линия сбора 4 (двойной контур на одной башне): линия G: А31, А30, А33, А38; линия H: А36, А70, А40, А41;
5. Линия сбора 5 (двойной контур на одной башне): Линия I: А34, А35, А37, А43; Линия J: А42, А48, А52;
6. Линия сбора 6 (двойной контур на одной вышке): линия K: А78, А44, А45, А50; линия L: А79, А80, А81, А56;
7. Линия сбора 7 (двойной контур на одной башне): линия M: А60, А63, А82, А83; линия N: А62, А59, А68, А57;
8. Линия сбора 8 (двойной контур на одной опоре): линия O: А65, А66, А67, А69; линия P: А64, А58, А54, А47;

Линии сбора состоят из воздушных и кабельных линий, а типы конструкции каждой линии сбора следующие:

- (а) Воздушные линии:

Сборная линия 1, вновь построенная воздушная линия, имеет длину примерно 18,2 км, из которых одноконтурная линия составляет примерно 2,8 км, а двухконтурная линия на одной опоре — примерно 15,4 км. При этом около 4,4 км составляют вновь построенные

способный строк. Проводник проводник используется — 1
× JL/G1A-400/50 алюминиевый многожильный провод со стальным сердечником.

В качестве заземляющего провода используется один 8-жильный оптический кабель OPGW.

Линия сбора 2, вновь построенная воздушная линия, имеет длину примерно 15,1 км, из которых одноцепная линия составляет примерно 2,9 км, а двухцепная линия на той же опоре — примерно 12,2 км. Общая длина вновь построенной кабельной линии составляет примерно 5,86 км. В качестве проводника используется 1 ×

JL/G1A-400/50 стальной

с алюминиевой жилой. В качестве заземляющего провода используется один 48-жильный оптический кабель OPGW.

Линия сбора 3: вновь построенная воздушная линия имеет длину примерно 16,9 км, из которых длина одноконтурной линии составляет примерно 8,1 км, а длина двухконтурной линии на одной и той же опоре — примерно 8,8 км. Общая длина вновь построенной кабельной линии составляет примерно 4,2 км. В качестве проводника используется 1 × JL/G1A-400/50 алюминиевый многожильный провод со стальным сердечником. На линии используется один 48-жильный оптический кабель OPGW.

Сборная линия 4. Длина вновь построенной воздушной линии составляет примерно 10,7 км, из которых одноконтурный участок составляет около 5,9 км, а двухконтурный участок на той же опоре — около 4,8 км. Протяженность вновь построенной кабельной линии составляет примерно 5,39 км. В качестве проводника используется алюминиевый многожильный провод со стальным сердечником 1 × JL/G1A-300/40. В качестве заземляющего провода используется один 48-жильный оптический кабель OPGW.

Линия сбора 5 с длиной вновь построенной воздушной линии примерно 8,0 км, включая одноконтурную линию длиной примерно 5,9 км и двухконтурную линию на той же опоре длиной примерно 2,1 км. Общая длина вновь построенной кабельной линии составляет примерно 4,71 км. В качестве проводника используется алюминиевая многожильная проволока со стальным сердечником 1 × JL/G1A-300/40, а в качестве заземляющего провода — один 48-жильный оптический кабель OPGW.

Линия сбора № 6 с протяженностью вновь построенной воздушной линии примерно 6,9 км, включая одноконтурную линию длиной примерно 6,5 км и двухконтурную двухконтурной линии на одной опоре длиной примерно 0,4 км. Длина вновь построенной кабельной линии составляет примерно 5,22 км. В качестве проводника используется алюминиевая многожильная проволока со стальным сердечником $1 \times \text{JL/G1A-300/40}$, а в качестве заземляющего провода — один 48-жильный оптический кабель OPGW.

Линия сбора 7 с протяженностью вновь построенной воздушной линии примерно 5,1 км, включая одноконтурный участок длиной примерно 4,8 км и двухконтурную двухконтурная линия на одной и той же опоре длиной примерно 0,3 км. Длина вновь построенной кабельной линии составляет примерно 5,23 км. В качестве проводника используется $1 \times \text{JL/G1A-300/40}$ алюминиевый многожильный провод со стальным сердечником, а в качестве заземляющего провода — один 48-жильный оптический кабель OPGW.

Линия 8 состоит из 8 вновь построенных воздушных линий общей протяженностью около 7,9 км, из которых около 3,21 км приходится на одноконтурную линию, а протяженность двухконтурной линии на одной и той же опоре составляет около 4,69 км. Общая протяженность вновь построенной кабельной линии составляет около 5,5 км.

проводник используется — $1 \times \text{JL/G1A-300/40}$ алюминиевый многожильный провод со стальным сердечником. В качестве заземляющего провода используется один 48-жильный оптический кабель OPGW.

(b) Участок кабельной линии:

В линиях сбора электроэнергии соединения между трансформаторной коробкой ветрогенератора и кабельной оконечной башней, а также между некоторыми трансформаторными коробками ветрогенераторов выполняются посредством последовательного соединения кабелей. Кабели, как правило, должны прокладываться методом прямой заделки в грунт, при этом на участках пересечения дорог используется прокладка в кабелепроводах. В качестве новых силовых кабелей следует использовать морозостойкие медные кабели. Общая протяженность проложенных кабелей составляет примерно 47,08 км, из которых около 33,35 км — это новые силовые кабели сечением 3×95 мм

. Длина силового кабеля $3 \times 185 \text{ мм}^2$ составляет примерно 8,28 км, длина силового кабеля $3 \times 400 \text{ мм}^2$ составляет примерно 1,79 км, а длина силового кабеля $3 \times 500 \text{ мм}^2$ составляет примерно 4,8 км.

6.5.2 Схема трассы сборной линии

(1) Принципы и методы выбора

Трассировка воздушных линий Коллекторные линии являются важным компонентом ветровых электростанций. Для обеспечения безопасности и надежности коллекторных линий, а также повышения эффективности и рациональности проектирования необходимо уделять особое внимание качеству. Опираясь на передовой и проверенный опыт проектирования линий, накопленный за последние годы, и учитывая фактические условия, выявленные в ходе обследования площадки ветровой электростанции, мы стремимся найти оптимальное решение — экономичное, рациональное и применимое на практике. Определив разумное количество коллекторных цепей, можно сократить общую длину линии, эффективно сжав воздушные провода. Принцип экономии ресурсов коридора линии заключается в сокращении занимаемой площади и экономии инвестиций.

Проектирование воздушных линий электропередачи должно в полной мере отражать национальную техническую и экономическую политику, при этом с осторожностью внедряя новое оборудование и материалы для обеспечения технологического прогресса, экономической целесообразности и безопасности. Выбор трассы и размещение опор должны соответствовать следующим критериям:

1. Соответствовать городскому планированию и интегрироваться с модернизацией распределительной сети;
2. учитывать условия эксплуатации, строительства и дорожного движения, а также длину трассы;
3. Свести к минимуму или избежать занятия сельскохозяйственных земель;
4. Избегать низменных территорий, зон, подверженных эрозии, и зон повышенного риска столкновений;
5. обходить объекты, содержащие взрывчатые вещества, легковоспламеняющиеся материалы или горючие жидкости/газы (например, производственные предприятия, склады, резервуары);
6. Обеспечить беспрепятственное движение транспорта и минимальное вмешательство со стороны сельскохозяйственной техники.

63 ветрогенератора ветропарка расположены в гибридной конфигурации с воздушными кабелями, при этом на каждую сборную линию последовательно подключено 3–4 турбины. Участок кабеля от турбин до оконечной башни проложен под землей, в то время как надземная

воздушные линии следуют по контурам гор. Для обеспечения доступа к объекту в целях технического обслуживания в будущем воздушные линии стратегически проложены в точках с меньшей высотой над уровнем моря вдоль горных склонов.

На недавно построенной воздушной сборной линии нет крупных пересечений или путепроводов. Большая часть трассы проходит через горные районы с кустарниковой и смешанной лесной растительностью. Вблизи имеется мало сельских дорог, и в качестве транспортных путей можно использовать только заводские дороги, недавно построенные или отремонтированные на территории ветропарка, а также инспекционные дороги в лесных массивах. Транспортные условия вдоль трассы относительно плохие. На данном этапе планирование трасс кабелей и выбор проводников и арматуры основаны на имеющихся данных. Последующие детальные исследования или изменения условий могут привести к соответствующим корректировкам плана.

6.5.3 Расчет метеорологических условий для линий электропередачи

Исходя из карты распределения зон обледенения Южной энергосистемы (издание 2021 г.), большинство участков в пределах станции находятся в зоне с расчетной толщиной наледи 15 мм и периодичностью повторяемости 25 лет. С учетом географического положения станции и результатов полевых изысканий метеорологические условия для сборочных линий следующие:

Таблица 6.5.3 Расчетные комбинации метеорологических условий

последовательность номер	Обозначение	Температура (°C)	скорость ветра [воздуха], (м/с)	толщина льда (мм)
1	максимальная температура воздуха	40	0	0
2	минимальная температура воздуха	-40	0	0
3	средняя температура воздуха	5	0	0
4	толщина льда	-5	10	15
5	максимальная скорость ветра скорость ветра (10 м)	5	32	0
6	установить	-15	10	0
7	атмосферное перенапряжение	15	0	0

последовательность номер	представление	температура (°C)	скорость ветра [воздуха], (м/с)	толщина льда (мм)
	(без ветра)			
8	атмосферное перенапряжение (с ветром)	15	10	0
Примечание: В таблице приняты 25-летний период повторяемости для 10-метрового накопления льда и скорости ветра				

6.5.4 Выбор проводника

В данном проекте номинальное напряжение каждой цепи сбора составляет 35 кВ. На участке воздушной линии используется алюминиевый многожильный провод со стальным сердечником с экономической плотностью тока $J = 1,65$ (максимальное количество часов использования нагрузки $t_n < 3000$ ч) и коэффициентом мощности $\cos = 1,0$.

Определите площадь поперечного сечения проводника на основе экономической плотности тока для выбора пропускной способности линии. Формула расчета площади поперечного сечения проводника выглядит следующим образом:

$$S = \frac{P}{\sqrt{3} \cos}$$

В формуле: S — сечение проводника (мм^2) P — мощность
источника питания (кВт) — номинальное напряжение
линии (кВ) J — экономическая плотность тока (А/мм^2)

Каждая ветряная турбина в данном проекте имеет мощность 8 МВт. Всего используется 16 коллекторных цепей, в каждой из которых последовательно соединены 3–4 турбины. Требуемое сечение проводника для каждой коллекторной цепи приведено в таблице ниже.

Воздушная линий	экономическая ток плотность (А/мм^2)	номинальное напряжение линии (кВ)	Источник питания мощность (кВт)	сечение зоны воздушных Проводник (мм^2)

Воздушные линий электропереда чи1	1,65	35 кВ	32000	320
Воздушные линии2			32000	320
Воздушные линии3			32000	320
Воздушные линии4			32000	320
Воздушные линий5			32000	320
Воздушные линий6			32000	320
Над головой линий электропереда чи7			32000	320
Воздушные линий8			32000	320

Оптимальный выбор проводников позволяет снизить затраты на строительство воздушных линий электропередачи, обеспечивая при этом долгосрочную эксплуатационную безопасность. В рамках данного проекта будут использоваться проводники, соответствующие китайскому национальному стандарту GB/T 1179-2017 («Алюминиевая многожильная проволока и алюминиевая многожильная проволока со стальным сердечником»), причем фазные проводники будут иметь алюминиевые сечения, рассчитанные на будущие потребности расширения энергосистемы.

Как проводники в воздушных линиях электропередачи, они должны обладать как отличной проводимостью, так и достаточной механической прочностью, чтобы выдерживать собственный вес и внешние нагрузки (например, ветровые и ледовые нагрузки). Алюминий, благодаря своей высокой проводимости, низкой плотности и

обилию ресурсов, является предпочтительным материалом. Однако чистый алюминий имеет ограничения из-за своей относительно низкой механической

прочности. Вследствие этого в линиях электропередачи широко применяются алюминиевые многожильные провода, армированные стальными жилами или стальными жилами с алюминиевым покрытием. Большинство линий электропередачи в Китае используют этот тип проводников, имея накопленный опыт в области производства, строительства и эксплуатации. По сравнению с алюминиевыми многожильными проводами из сплава, алюминиевые многожильные провода со стальным сердечником и алюминиевые многожильные провода со стальным сердечником в алюминиевой оболочке демонстрируют наивысшую проводимость, достигающую 61–63 % от показателя медных проводников с эквивалентным сечением. Они также отличаются меньшими линейными потерями и более высокой энергоэффективностью.

В настоящее время цена полностью алюминиевого многожильного провода остается относительно высокой, примерно в 1,4–1,5 раза превышая цену алюминиевого многожильного провода. Хотя его электрические характеристики сопоставимы с алюминиевым многожильным проводом, его проводимость составляет лишь 58–60 % от проводимости медного провода с таким же поперечным сечением. Несмотря на превосходные механические свойства, потери в линии у нее значительно выше — в 1,18 раза по сравнению с алюминиевой многожильной проволокой с таким же сечением. Кроме того, затраты на разработку сопутствующего оборудования являются значительными. Поэтому проводники из цельноалюминиевого сплава не рассматриваются.

Для оптимизации закупок материалов и координации строительства при одновременном соблюдении требований к максимальной пропускной способности каждой контактной линии, а также с учетом горного рельефа и обледенения, контактные линии 1, 2 и 3 спроектированы с более длинными пролетами. Использование проводников калибра 300 привело бы к превышению предельного значения падения напряжения в 5 %, установленного в нормативах. Поэтому на этих линиях используется алюминиевый многожильный провод со стальным сердечником JL/G1A-400/50, в то время как на воздушных проводниках других коллекторных линий используется алюминиевый многожильный провод со стальным сердечником JL/G1A-300/40. На коллекторных линиях применяется система шинопроводов, при этом каждый вентилятор подключается последовательно. Исходя из расположения ветрогенераторов, группировки линий и конфигурации трассы, а также после всесторонней технико-экономической оценки были выбраны алюминиевые многожильные провода со стальным сердечником JL/G1A-300/40 и JL/G1A-400/50. Был принят коэффициент безопасности

в 4,0.

В соответствии со стандартами связи на участке воздушной сборной линии данного проекта в качестве защитного заземляющего провода используется один 48-жильный оптический кабель OPGW. Технические характеристики как заземляющего провода, так и оптического кабеля приведены в таблице ниже:

Тип линии Проект	воздушный провод		зазем ляющи й провод	оптиче ский кабель
Основные характеристики и показатели воздушного провода	JL/G1A-400/50	JL/G1A-30 0/40	JLB20A- 80	OPGW-80
Количество алюминиевых проводников/диаметр (мм)	54/3,07	24/3,99	–	–
Количество стальных жил/диаметр (мм)	7/3,07	7/2,66	7/3,00	6/3,40
Расчет сечения Площадь алюминиевого проводника (мм ²)	400	300	12,37	–
Рассчитанное Сечение стального проводника (мм ²)	51,8	38,90	37,11	–
Общая площадь поперечного сечения (мм ²)	452	339	49,48	48,25
Рассчитать внешний диаметр (мм)	27,6	23,9	9	9,6
Удельное сопротивление при постоянном токе (Ом /км)	0,0724	0,0961	1,731	1,578

Тип линии Проект	воздушный провод		зазем ляющи й провод	оптиче ский кабель
разрывная нагрузка (Н)	123 000	92 360	59 670	61400
Расчет качества (кг/км)	1510,5	1132	329,3	345
модуль упругости (Н/мм ²)	70500	70500	147200	162000
линейное расширение (1/°C)	$19,4 \times 10^{-6}$	$19,4 \times 10^{-6}$	$13,0 \times 10^{-6}$	$13,0 \times 10^{-6}$

В соответствии с уровнем загрязнения существующих местных линий электропередачи, воздушные линии данного проекта оснащены изоляцией для зон загрязнения класса III.

В качестве изоляторов для воздушных линий данного проекта используются стеклянные изоляторы.

(2) Коэффициент безопасности механической прочности изолятора

Норматив «Проектирование воздушных линий электропередачи напряжением 66 кВ и ниже» (GB 50061-2010) устанавливает, что коэффициент безопасности механической прочности изолятора рассчитывается на основе номинальной механической разрушающей нагрузки изолятора. Коэффициенты безопасности для различных условий эксплуатации приведены в таблице ниже.

Условие	Максимальная рабочая нагрузка		постоян ная нагруз ка	Проверк а	Отключение провода	отключение
	диск изолятор	штанга изолятор				

безопасность	2,7	3,0	4,0	1,5	1,8	1,5
коэффициент						
(3) Выбор модели изолятора и количества листов						

В соответствии с «Нормативами проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 66 кВ и ниже» (GB 50061-2010) при выборе типов и количества изоляторов для данного проекта применяются следующие технические условия:

1) Цепочки подвесных изоляторов:

В проекте для подвески проводников используются односекционные стяжки стеклянных изоляторов на 70 кН. Каждая цепь состоит из пяти элементов с конструктивной высотой 146 мм и расстоянием между изоляцией 450 мм, что обеспечивает расстояние между изоляцией 106,77 мм/кВ. Для двухконтурных конфигураций используется несимметричная схема изоляции, при этом к каждой цепи со стороны с высоким уровнем изоляции добавляется дополнительный элемент, чтобы обеспечить соответствие требованиям к расстоянию между изоляцией для зон загрязнения класса III.

2) Цепочки натяжных изоляторов:

В проекте используются строк стеклянных изоляторов с двойным соединением на 70 кН для натяжных строк проводников. Каждое одинарное соединение использует пять строк стеклянных изоляторов с конструктивной высотой 146 мм и расстоянием по поверхностному разряду 450 мм, что позволяет поддерживать равномерное расстояние по поверхностному разряду 106,77 мм/кВ. Двухконтурная конфигурация отличается несимметричной изоляцией, при этом к каждой стороне с высокой изоляцией добавляются две дополнительные строки, чтобы удовлетворить требованиям к расстоянию по поверхностному разряду для загрязненных зон класса III.

3) Цепочки изоляторов для пропусков:

В проекте используются одноблочные строк стеклянных изоляторов на 70 кН для пропускных соединений проводников. Каждая строка состоит из пяти изоляторов высотой 146 мм и с расстоянием между изоляцией 450 мм, что обеспечивает расстояние между изоляцией 106,77 мм/кВ. Двухконтурная конфигурация имеет несимметричную изоляцию, при этом к каждой строке со стороны высокого напряжения добавлен дополнительный изолятор для соответствия

требованиям к расстоянию утечки для загрязненных зон класса III.

(4) Основные размеры и электромеханические характеристики изоляторов

Основные размеры и электромеханические характеристики изоляторов, выбранных для данного проекта, приведены в таблице ниже.

Тип изолято ра	Основные размеры (мм)			Электромеханические характеристики				Вес (кг)
	Высо та	Диаметр изоляц ионног о диска	Длина ползуч ести	частота напряжени е пробоя (кВ)		Выдерживае мое напряжение полноволно вого импульса молнии (кВ)	нагрузка, приводя щая к механическ ому разруше нию (кН)	
				1 минута устойчи вость к влаге	разрушен ие			
U70BP-2	14 6	280	450	40	110	120	70	7,5

Примечание: Технические параметры изоляторов, приведенные в таблице, носят справочный характер

(5) Фактические характеристики следует уточнять у поставщика, но они должны соответствовать техническим параметрам, указанным в таблице.

С учетом максимального рабочего напряжения 40,5 кВ и коэффициента расчета эксплуатационного перенапряжения 2,0 воздушные зазоры между проводниками и опорами после отклонения изоляторов под действием ветра должны соответствовать требованиям, предъявляемым к перенапряжению промышленной частоты, эксплуатационному перенапряжению и грозовому перенапряжению соответственно.

В соответствии с GB/T 50064-2014 «Нормы по проектированию защиты от перенапряжений и согласованию изоляции для электроустановок переменного тока», в которых указано, что «напряжение 50% разряда волны импульсного напряжения молнии положительной полярности в зазоре между проводником линии и опорой после отклонения от ветра может быть выбрано равным 0,85 от соответствующего напряжения цепочки изоляторов»,

значение воздушного зазора для грозового перенапряжения на этой линии установлено на уровне 4,1 м.

Зазор между токонесущими частями линии электропередачи данного проекта и элементами опоры не должен быть меньше значений, указанных в таблице ниже при соответствующих условиях отклонения под действием ветра.

Расстояние между токонесущими частями линии и элементами (при высоте опоры

≤ 1000 м)

Режим работы Класс напряжения (кВ)	мощность частота напряжение	переключател ьная перенапряжени е	Грозовой импульс
35	0,10	0,25	0,45

Длина перемычки для каждой опоры в данном проекте должна определяться строительной бригадой путем моделирования на месте. Все пары перемычек должны иметь минимальный зазор 0,60 м от элементов опоры, а их монтаж должен быть аккуратным и эстетичным. Расстояние от самой нижней точки провиса перемычки до основания поперечины должно составлять $0,8 \pm 0,1$ м.

(6) Сборная цепь металлических изоляторов

① зажим брони

Крепеж для проводников и заземляющих проводов в данном проекте должен соответствовать стандарту GB/2314-2008 «Общие технические требования к электротехническому крепежу», при этом выбор должен основываться на пересмотренном в 1997 году документе «Образцы электротехнического крепежа» Министерства электроэнергетики. Любые недостатки должны устраняться в соответствии с техническими условиями Нанкинского научно-исследовательского института крепежа. Коэффициент безопасности при расчете прочности крепежа должен соответствовать нормативным требованиям.

Гасители вибрации для проводников и заземляющих проводов: FR-3 для проводников и FE-1 для заземляющих проводов, а модель гасителя для оптического кабеля поставляется победителем тендера.

Строка монтажа арматуры воздушной линии

②

1. В проекте используются одно- и двухконтурные самонесущие железные

с односекционными цепочками подвесных изоляторов типа I для подвески проводов.

2. Основной основной сборка конфигурация натяжения
натяжения струн представляет собой двойной натяжной цепи.

Каждая цепь соединяется с опорой через специально разработанную подвесную пластину, которая обеспечивает свободное вращение во всех направлениях, тем самым оптимизируя распределение нагрузки и облегчая как монтаж, так и эксплуатацию. Двойная натяжная цепь изоляторов имеет две фиксированные точки, при этом на стыке между хвостовиком цепи изоляторов и натяжным зажимом провода установлена регулировочная пластина. Это позволяет регулировать провисание в заданном диапазоне после подвешивания провода. Параллельные подвесные пластины и регулировочные пластины устанавливаются рядом с точкой подвеса на опоре. При повороте линии ось провода не перпендикулярна оси поперечины опоры. Чтобы предотвратить смещение двойных изоляторов по направлению линии, для углового бокового изолятора требуется дополнительная длина. Эта дополнительная длина компенсируется за счет длиной параллельной пластины и тонкой настройкой регулировочной пластины.

3. В перемычке используется сборка типа I. Для минимизации угла наклона перемычки и предотвращения радиопомех, вызванных искровым разрядом между компонентами при вибрации цепочки изоляторов, применяется метод фиксированной установки. Такой подход не только соответствует техническим требованиям, но и снижает инвестиционные затраты. Он в основном используется для соединений перемычек в угловых опорах натяжного типа.

4. Для подвесных цепей заземляющего провода обычно используются подвесные цепи с одним зажимом, в которых применяются соединители класса 100 кН с одним зажимом. При более высоких нагрузках используются подвесные цепи с двумя зажимами, с соединителями номинальной нагрузкой 100 кН. Натяжные цепи заземляющего провода собираются в виде единого блока с использованием соединителей класса 100 кН.

6.5.6 Молниезащита и заземление

(1) Проект молниезащиты

В соответствии с «Нормативами проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 66 кВ и ниже» (GB 50061-2010) защита линий электропередачи от перенапряжений должна осуществляться следующим образом: 1. Для воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ заземляющие провода предпочтительно устанавливаются на входных и выходных участках, при этом рекомендуемая длина составляет от 1,0 км до

1,5 км. 2. Угол защиты между заземляющими проводами на опорах и противоположными проводниками в идеале должен составлять от 20 ° до 30

°. В горных районах для одностоечных заземляющих проводов может быть принят угол 25 ° для одностоечных заземляющих проводов.

Расстояние между двумя заземляющими проводами на одной опоре не должно превышать пятикратного вертикального расстояния между проводом и заземляющим проводом. Для высоких опорных конструкций или в регионах с сильными повреждениями от молнии можно использовать углы защиты в нуле градусов или отрицательные углы, либо устанавливать дополнительные устройства молниезащиты. Для многоконтурных опор следует применять такие меры, как уменьшение угла защиты.

Весь маршрут проекта проектируется с использованием одного заземляющего провода, а каждая опора заземляется отдельно.

(2) Проектирование заземления

В соответствии с правилами проектирования линий электропередачи и «Нормативом по проектированию заземления электроустановок переменного тока» GB/T 50065-2011 все столбы и опоры должны быть заземлены. В период сухих гроз сопротивление заземления каждого столба без заземляющего провода при частоте сети не должно превышать значений, указанных в таблице ниже.

Удельное сопротивление грунта (Ом·м)	Сопротивление заземления при промышленной частоте (Ом)
100 и ниже	10
Более 100–500	15
Более 500–1000	20
Примечание: В районах с удельным сопротивлением грунта более 2000 Ом·м может быть горизонтально развернута система заземления, состоящая из 6–8 проводников (общая длина 400–500 м)	25 30 (Примечание)

в кольцевой или радиальной конфигурации, обеспечивающей сопротивление заземления ниже 30 Ом. Для сложных условий, таких как скалистая местность, где стандартные системы заземления не соответствуют техническим требованиям, или в геологически нестабильных регионах следует рассмотреть альтернативные решения, например заземляющие модули.

Трасса проекта проходит через горные лесные районы с высоким сопротивлением заземления. Все пролеты через лесные зоны спроектированы с увеличенной высотой, и общая высота большинства опор превышает 40 метров. В системе заземления используются либо заземляющие электроды, либо интегрированные заземляющие модули для соблюдения нормативных требований.

Системы заземления в жилых районах и на рисовых полях должны устанавливаться в виде замкнутого контура вокруг фундаментов опор. При использовании естественных заземляющих электродов или внешних заземляющих устройств к заземляющей сетке опоры должны быть подключены не менее двух проводников в разных точках. Горизонтальные заземляющие электроды должны располагаться на расстоянии не менее 5 метров друг от друга. Проводники систем заземления должны соответствовать требованиям термической устойчивости. Согласно стандарту «Заземление электроустановок переменного тока», минимальный диаметр стальных стержней заземления для обеспечения требований к механической прочности составляет 10 мм. Сечение соединительных проводов системы заземления башни не должно быть менее 50 мм² и должно быть горячеоцинкованным.

Соединение между заземляющим проводом и заземляющим элементом, а также соединение между заземляющими элементами должно быть сварным. Длина нахлеста должна быть равна удвоенной ширине плоского стального профиля или шестикратному диаметру круглого стального профиля (двусторонняя сварка).

Все опоры в данном проекте заземлены через системы заземления, состоящие из горизонтально установленных кольцевых или радиальных стальных колец. Для необрабатываемых глинистых, сыпучих песчаных и гравийных грунтов, рисовых полей и равнинной местности в качестве заземляющих электродов используются стальные кольца Φ 12 с горячим цинкованием. Провода заземляющей системы состоят из стальных колец Φ 14 с горячим цинкованием и 4×50×250 меднопокрытых плоских

стальных прутьев, которые свариваются между собой, а затем гальванизируются горячим способом в сборе. Минимальная глубина заглубления составляет 0,8 метра для рисовых полей и равнинной местности, 0,6 метра для некультивируемой глины, рыхлого песка и гравия, и может быть уменьшена до

0,3 метра в скалистых районах, где проведение земляных работ затруднено.

6.5.7 Опоры и фундаменты

Согласно данным, собранным вдоль трассы проекта воздушной линии, максимальная расчетная скорость ветра для участка воздушной линии составляет $V_{max} = 32$ м/с (на высоте 10 м, с периодом повторяемости 25 лет). Расчетная толщина наледи для данного проекта установлена на уровне 15 мм. В качестве проводников выбраны алюминиевые многожильные провода с стальным сердечником $1 \times JL/G1A-300/40$ и $1 \times JL/G1A-400/50$. Опорная проволока воздушной линии состоит из одного JLB20A-80 и одного 48-жильного OPGW. Количество опор на данном этапе рассчитано на основе имеющихся данных; схема может быть скорректирована впоследствии в соответствии с результатами детальной съемки или изменениями условий.

(1) Выбор опор

Выбор типов опор основан на действующих национальных стандартах и нормах электроэнергетики, типах проводов и заземляющих проводов, количестве цепей, технических характеристиках проводов и заземляющих проводов, гидрологических и метеорологических условиях, рельефе местности, транспортных факторах, а также характеристиках нагрузки на опоры на конкретных участках данного проекта. Также учитывается опыт проектирования и эксплуатации линий 35 кВ в данном районе с учетом экономической целесообразности, простоты изготовления и строительства, удобства технического обслуживания и безопасности эксплуатации. После пересчета скорости ветра с учетом условий эксплуатации выбраны модули 35-CD32D и 35-CD32S из «Общего проекта по линиям электропередачи и трансформации» Государственной корпорации электросетей — «Том по опорам линий электропередачи 35–110 кВ» (издание 2022 года). Эти модули рассчитаны на высоту над уровнем моря от 1000 до 2000 метров, расчетную скорость ветра 29 м/с (на высоте 10 метров над землей), толщину наледи 15 мм и проводник

LGJ-240/30, применимо к одноконтурным и двухконтурным угловым стальным опорам.

Перед нанесением покрытия башни подвергаются укреплению.

1) Выбор типов опор

На основании анализа рельефа и топографии вдоль трассы, мест пересечения, геологических и метеорологических условий, а также других факторов применимые условия для каждой опоры подробно описаны в таблице ниже.

Расчетные условия для модульной опоры 35-CD32D

№	Номер башни	Высота Диапазон (м)	По горизонтали Пролет (м)	Вертикаль ный Пролет (м)	Угол поворота (°)
1	35-CD32D-Z2	12~36	350	500	0
2	35-CD32D-Z3	12~36	500	750	0
3	35-CD32D-J3	9~24	300	450	40~60
4	35-CD32D-J4	9~24	00	450	60~90 (также служит в качестве клеммы)

Условия проектирования модульной башни 35-CD32S

NO	Номер башни	Высота Диапазон (м)	По горизонтали Пролет (м)	Вертикаль ный Пролет (м)	Угол поворота (°)
1	35-CD32S-Z2	12~36	350	500	0
2	35-CD32S-Z3	12~36	500	750	0
3	35-CD32S-J3	9~24	300	450	40~60
4	35-CD32S-J4	9~24	300	450	60~90 (также выполняет функцию терминала)

При проектировании вышеупомянутых типов башен были оптимизированы такие аспекты, как распределение материалов по всей башне, наклон корпуса башни, качество материалов и методы соединения. Показатели расхода стали на одно основание башни являются отличными, и все конструкции включают регулируемые удлинительные опоры с минимальной разницей высот в 3 метра, что позволяет адаптироваться к различным сложным рельефам местности. Краткое описание различных моделей башен и их количества приведено в таблице ниже.

НЕТ	Номер башни	Количество	Количество башен по типу местности				
			Холмистая местность Рельеф	Высокий горы	Горная горы	Равнина Земля	Болотистая и
1	35-CD32D-Z2-24	39	12		27		
2	35-CD32D-Z3-24	9	2		7		
3	35-CD32D-Z3-27	76	22		54		
4	35-CD32D-Z3-36	12	3		9		
5	35-CD32D-J3-24	4	1		3		
6	35-CD32D-J4-21	22	7		15		
7	35-CD32D-J4-24	29	8		21		
8	35-CD32D-Z2-24	62	18		44		
9	35-CD32D-Z3-24	54	15		39		
10	35-CD32D-Z3-27	56	16		40		
11	35-CD32D-Z3-36	29	8		21		
12	35-CD32D-J3-21	7	2		5		
13	35-CD32D-J3-24	9	2		7		
14	35-CD32D-J4-21	26	7		19		
15	35-CD32D-J4-24	20	5		15		
Итого		454	128		326		

2) Стандарты на материалы

В конструкции угловых стальных опор в рамках данного проекта для изготовления основных элементов и крупных диагональных раскосов используется сталь марок Q420 и Q355B, а для всех остальных компонентов — сталь марки Q235B. Качество этих материалов должно соответствовать требованиям стандартов «Углеродистая конструкционная сталь» (GB/T 700) и «Высокопрочная низколегированная конструкционная сталь» (GB/T 1591).

Для соединений используются болты и гайки с горячим цинковым покрытием классов 6.8 и 8.8. Их качество должно соответствовать требованиям механических характеристик соединяющих элементов (GB 3098.1~3098.3).

3) Прочие требования

Все открытые стальные компоненты опор вдоль всей линии должны быть горячеоцинкованы для защиты от коррозии. Для частей опор высотой менее 9 метров должны использоваться болты с защитой от кражи, которые также должны удовлетворять требованиям по предотвращению самоотвинчивания. Для остальных частей должны применяться меры по предотвращению самоотвинчивания: болты, работающие на растяжение, должны быть оснащены двойными гайками, а для остальных болтов должна использоваться одна гайка плюс одна стопорная гайка для предотвращения самоотвинчивания.

4) Все элементы опор, стальные фитинги и стальные материалы должны быть оцинкованы горячим способом.

5) Каждое отверстие для заземления опоры должно иметь двойное отверстие.

6) На всех опорах/башнях должны быть установлены идентификационные таблички (включая название линии) и предупреждающие знаки; на всех натяжных, угловых и концевых опорах/башнях должны быть установлены таблички с указанием последовательности фаз.

7) Опоры соединяются с фундаментами с помощью анкерных болтов.

(2) Типы фундаментов

По результатам разведки местности на трассе данного проекта не выявлено явных неблагоприятных геологических условий, а геологические условия являются относительно благоприятными. Опираясь на опыт проектирования предыдущих проектов линий 35 кВ и учитывая выбранные типы опор, для данного проекта определены следующие широко используемые типы фундаментов с учетом таких факторов, как топография, гидрогеология, сейсмическая интенсивность, строительство и

условия транспортировки и характеристики нагрузки на фундамент по всей линии. Данный выбор соответствует принципам передовых технологий, безопасности, надежности и экономической эффективности:

1) Гибкое ступенчатое основание с вертикальной колонной

В данном типе гибкого фундамента для расчета сопротивления подъемной силе используется метод веса грунта. Для экономии бетона плита основания выполнена в виде гибких ступеней, при этом арматура предусмотрена как в верхней и нижней частях плиты, так и в верхней части второй ступени. К преимуществам относятся относительно простое строительство и меньший расход бетона. Недостатки заключаются в более высоком расходе стали и ограниченной области применения. Сравнительный проектный анализ, проведенный нашим институтом, показывает, что экономические показатели данного типа фундамента перестают быть оптимальными, когда несущая способность грунта ниже 80 кПа, присутствуют грунтовые воды, а сила подъема на фундаменте тангенциальной башни превышает 500 кН. В данном проекте этот тип фундамента в основном используется для тангенциальных башен в грунтах классов 1, 2, 3 и 4, где не подходят фундаменты выемчатого типа или фундаменты на косоустановочных сваях, а нагрузки относительно невелики.

2) Фундамент на буровых сваях

Для минимизации объемов земляных работ и защиты окружающей среды фундаменты на буровых сваях выбираются для размещения опор на очень крутом рельефе, где использование опор с удлиненными опорными ножками в сочетании со стандартными приподнятыми фундаментами не позволяет учесть перепады высот рельефа. Фундаменты на буровых сваях обладают такими преимуществами, как более низкая стоимость, простота требуемого строительного оборудования и легкость обеспечения гарантированного качества свай. Существуют отработанные теории расчета и опыт эксплуатации для их применения в проектах линий электропередачи. Данный тип фундамента является безопасным, надежным и способным выдерживать значительные нагрузки. В зависимости от величины нагрузки на надземную конструкцию и геологических условий можно гибко выбирать различные конфигурации расположения свай. Однако из-за высокой трудоемкости работ и связанных с ними рисков для строительного персонала необходимо соблюдать строгие меры безопасности

меры безопасности в соответствии с Техническим

нормы по строительству свайных фундаментов (JGJ 94-2008).

3) Прочие требования

Трасса данного проекта проходит по горной и холмистой местности. Для сокращения объемов земляных работ на площадках фундаментов опор и минимизации воздействия на природную среду высота фундаментного постаментов в некоторых местах установки опор будет увеличена с учетом рельефа местности, что позволит сократить объем работ по выравниванию площадки. В некоторых местах установки опор будут построены подпорные стены или дренажные канавы для уменьшения эрозии почвы и обеспечения устойчивости фундаментов опор. По завершении работ по натяжке и монтажу линии на всех фундаментах самонесущих стальных опор будут отлиты защитные колпачки для анкерных болтов.

Материалы, используемые для фундаментов опор в данном проекте:

(1) Марки бетона:

Для монолитных железобетонных фундаментов и облицовки буровых свай следует использовать бетон класса прочности С45.

Для подстилающего слоя фундамента следует использовать бетон класса прочности С25.

Для защитных колпачков анкерных болтов следует использовать бетон класса прочности С45.

Качество должно соответствовать требованиям *Норм проектирования бетонных конструкций (GB 50010-2010)*.

(2) Марки стали:

Арматура для фундаментов: Следует использовать сталь марок HRB300 и HRB400.

Качество арматуры должно соответствовать требованиям действующего национального стандарта «Сталь для арматуры железобетонных конструкций» (GB 1499).

(3) Анкерные болты:

Сталь для анкерных болтов должна соответствовать классу свойств 5.6.

Качество стали класса 5.6 должно соответствовать требованиям

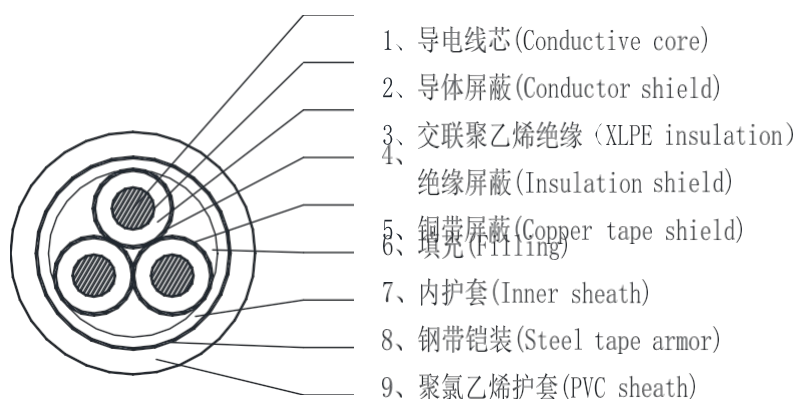
*Механические	свойств	соединений крепежных	-
Болты,	винты	и шпильки	(GB/T 3098.1-2010)*.

6.5.8 Выбор силовых кабелей для линий сбора энергии

В настоящее время в качестве основных высоковольтных силовых кабелей используются сшитые кабели. Эти кабели широко применяются благодаря их способности выдерживать более высокие рабочие температуры, обеспечивать высокую токопроводимость, а также удобству транспортировки, монтажа и технического обслуживания. Согласно стандарту GB/T 50217-2007 «Нормы проектирования кабелей для энергетики», кабели, прокладываемые во влажной, коррозионной среде или подверженные погружению в воду, должны иметь полиэтиленовую наружную оболочку на металлических слоях, армирующих слоях и брони. Для кабелей, погружаемых в воду, стальная проволоочная броня должна быть покрыта экструдированной полиэтиленовой наружной оболочкой. С учетом эксплуатационных требований существующих энергосистем в данном проекте в основном используются трехжильные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Электрокабель YJY22 с изоляцией из сшитого полиэтилена, армированный стальной лентой и с оболочкой из поливинилхлорида, подходит для прямой заделки в грунт, прокладки в кабельной траншее и в кабелепроводах. В данном проекте используются силовые кабели типа YJY22 с площадью поперечного сечения от 120 до 500 мм² на всех участках.

Трехжильный силовой кабель YJY22-26/35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена имеет следующую конструкцию:



Технические характеристики трехжильного силового кабеля YJY22-26/35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена следующие (при работе при температуре 25 °C):

Тип силового кабеля	номиналь ая поперечное (мм)	Приблизительный внешний диаметр кабеля (мм)	вес (кг/км)	нагрузочный ток Пропускная способность при прямом заглублении в грунт (А)
ZC-YJY22-26/35-3×120 мм ²	120	87,5	8190	319
ZC-YJY22-26/35-3×185 мм ²	185	94,8	10660	403
ZC-YJY22-26/35-3×400 мм ²	400	111,5	17600	594
ZC-YJY22-26/35-3×500 мм ²	500	118,6	22500	632

В рамках проекта ветропарка будет установлено 63 ветрогенератора мощностью 8 МВт каждый.

В соответствии с местоположением проекта температура грунта на глубине 1,0 метра составляет 30 °С, коэффициент теплового сопротивления грунта с учетом миграции воды равен 2,0 К м/Вт, а горизонтальное расстояние между турбинами составляет 0,3 метра.

В соответствии с проектированием системы выбор кабеля основан на его токонесущей способности, соответствующей согласованию мощности, с учетом соответствующего запаса прочности. Формула выводится из формулы мощности:

$$P = \sqrt{3} UI = n \times 8 \times 10^6 = \sqrt{3} \times 35 \times 10^3 \times I \times \cos \varphi$$

$$= \frac{\sqrt{3 \times 35 \times 10^3 \times I_1 \times I_2 \times I_3 \times \cos \varphi}}{8 \times 10^6}$$

I_n --Токонесущая способность n-го вентилятора в последовательном соединении n--количество вентиляторов, соединенных последовательно

$\cos \varphi$ --коэффициент мощности

k_1 -- поправочный коэффициент тока нагрузки при температуре окружающей среды k_2 -- поправочный коэффициент теплового сопротивления грунта

k_3 -----Коэффициент поправки на параллельную укладку нескольких подземных труб в грунте (0,93 для 2 труб, 0,90 для 3 труб, 0,87 для 4 труб)

Требуемая токонесущая способность для различных конфигураций вентиляторов приведена в таблице ниже:

Количество вентиляторов	Мощность одного вентилятора (МВт)	общая мощность (МВт)	k1	k2	k3	I_n
1	8,0	8,0	0,93	0,87	0,93	166,94
2	8,0	16,0	0,93	0,87	0,93	333,89
3	8,0	24,0	0,93	0,87	0,93	500,83
4	8,0	32,0	0,93	0,87	0,93	630,79

Исходя из расчетной токонесущей способности, сечение силового кабеля выбирается следующим образом:

Количество вентиляторов	общая мощность (МВт)	k1	k2	k3	I_n	Используйте модель кабеля	кабель (А)
1	8	0,93	0,87	0,93	155,26	ZC-YJY22-26/35-3×120 мм ²	319
2	16	0,93	0,87	0,93	310,52	ZC-YJY22-26/35-3×185 мм ²	403
3	24	0,93	0,87	0,93	465,78	ZC-YJY22-26/35-3×400 мм ²	594
4	32	0,93	0,87	0,93	621,03	ZC-YJY22-26/35-3×500 мм ²	632

6.5.9 Выбор кабельной арматуры для линий сбора электроэнергии

1. Кабельный наконечник

В данной линейке проектов в качестве кабельного концевой устройства используется термоусадочная головка с номинальным напряжением 26/35 кВ, а допустимая горизонтальная растягивающая сила соединяемого проводника составляет ≥ 2 кН.

2. Устройство защиты от перенапряжений

В соответствии с «Нормативами по проектированию защиты от перенапряжений и согласованию изоляции для электроустановок переменного тока» (GB/T50064-2014), на местах соединения кабеля с воздушной линией вводных участков кабельной подстанции номинальным напряжением 35 кВ и выше должны быть установлены металлооксидные разрядники, заземляющие выводы которых соединены с металлической оболочкой кабеля.

В данном проекте используются безщелевые разрядники на металлооксидных наполнителях с седловидным зазором (модель YH5WZ-51/134) в трех критически важных местах: на Т-образном соединении между выходящим кабелем и линией коробчатой подстанции, а также на входном кабельном конце

Монтаж кабелей

1) В рамках данного проекта кабели прокладываются непосредственно в подземных кабельных траншеях. При параллельной прокладке кабелей в одной траншее минимальное расстояние между ними должно составлять 250 мм. Расстояние между кабелями и оптическими волокнами должно быть не менее 500 мм, а расстояние между оптическими волокнами — не менее 50 мм. Кроме того, минимальное расстояние между кабелями или оптическими волокнами и стенками траншеи должно составлять 100 мм.

2) Для прокладки кабеля используется ручная тяга. В процессе прокладки необходимо постоянно контролировать тяговое усилие, чтобы оно не превышало допустимое значение, указанное производителем.

3) При прокладке кабелей в изгибах необходимо соблюдать требуемый радиус изгиба (как правило, в 15 раз превышающий диаметр кабеля; если производитель указывает иное, радиус следует определять в соответствии с документацией производителя).

4) По всей длине кабеля с обеих сторон — сверху и снизу — укладывается слой мягкого грунта или песка толщиной не менее 100 мм.

5) По всей длине кабеля с обеих сторон необходимо установить защитную накладку шириной не менее 50 мм для предотвращения повреждений при эксплуатации. На 300 мм выше кабельной накладки следует уложить предупреждающую ленту.

6) Устанавливайте четко обозначенные маркеры трассы кабеля с интервалом 100 м вдоль прямых участков трассы, на поворотах и в местах соединений кабеля. Если кабельная линия проходит по обеим сторонам дороги, закапывайте маркеры ближе к обочине с интервалом 20 м между ними.

7) Во время засыпки удаляйте мусор и твердые комки, уплотняя каждый слой через каждые 200–300 мм. В заключение насыпьте на землю слой грунта толщиной 100–200 мм для компенсации возможной осадки. При замене грунта на специальный материал засыпочный материал не должен вызывать коррозию наружной оболочки кабеля.

6.6 Система накопления энергии

6.6.1 Обзор

Все технические аспекты данного технико-экономического обоснования полностью соответствуют применимым техническим стандартам, нормам и спецификациям, включая, но не ограничиваясь: Технические спецификации для подключения к сети систем хранения электрохимической энергии

GB/T 36547-2024

Технические условия испытаний систем электрохимического накопления энергии при подключении к энергосистеме GB/T 36548-2024

Технические спецификации для сборных контейнерных систем накопления энергии на литий-ионных батареях GB/T 44026-2024

Руководство по планированию конфигурации электрохимических станций накопления энергии в энергосистемах GB/T 44134-2024

Технические условия на системы мониторинга электрохимических станций накопления энергии GB/T 42726-2023

Технические условия для преобразователей преобразователей в системах электрохимического накопления энергии GB/T 34120-2023

Общие технические требования к системам электрохимического накопления энергии в энергосистемах GB/T 36558-2023

GB/T 36276-2023 Литий-ионные аккумуляторы для накопления энергии Система управления аккумуляторными батареями для накопления энергии GB/T 34131-2023

Общие технические требования к системам электрохимического накопления энергии в энергосистемах GB/T 36558-2023

Правила безопасности для электрохимических станций накопления энергии GB/T 42288-2022

Нормы проектирования электрохимических энергонакопительных станций GB 51048-2014 Технические условия на подключение электрохимических энергонакопительных DL/T5810-2020

Процедура оценки надежности оборудования электрохимических станций накопления энергии DL/T1815-2018

Технические условия по противопожарной защите сборных контейнерных установок станций накопления энергии на литий-железо-фосфатных батареях TCEC+373-2020

Правила правила для электрохимических энергохранилищ
накопления T/CEC675-2022

В соответствии с требованиями Казахстанской государственной энергосистемы в рамках данного проекта должна быть установлена система накопления энергии с доступной мощностью не менее 30% от установленной мощности ветровых электростанций. Её мощность должна обеспечивать все функции системы в течение

2 часа. Поэтому данный проект предусматривает использование системы накопления энергии с доступной мощностью 150 МВт/300 МВт·ч, способной участвовать в первичном регулировании частоты, регулировании активной мощности и выполнении функций аварийного управления.

Основные технические требования к системе накопления энергии в рамках данного проекта, установленные Казахстанской национальной энергосистемой, следующие:

1) Годовое количество циклов заряда-разряда не должно превышать 401 раз, при этом ограничения на количество циклов в сутки отсутствуют;

2) Срок службы системы накопления энергии составляет 25 лет.

3) Коэффициент готовности системы не должен быть менее 92%;

4) Коэффициент полезного действия системы (RTE) не должен быть менее 85% без учета вспомогательного энергопотребления и не менее 80% с учетом вспомогательного энергопотребления.

5) Максимальная суточная глубина заряда/разряда: 90%;

6) Для удовлетворения будущих требований к работе местной энергосистемы система накопления энергии должна обладать способностью формировать сеть без необходимости использования дополнительного оборудования.

7) В технико-экономическом обосновании данной электростанции накопления энергии предварительно предлагается достичь доступной мощности на протяжении всего жизненного цикла не менее 100% за счет дополнительного энергоснабжения.

Исходя из вышеуказанных требований и учитывая, что масштаб строительства электростанции с накопителями энергии в первый год составляет 180 МВт/360 МВт·ч, она включает в себя 36

блоков накопления мощностью 5 МВт/10 МВт·ч каждый. Каждый блок накопления мощностью 5 МВт/10 МВт·ч включает одну кабины повышающего трансформатора и двух комплектов кабин аккумуляторных батарей емкостью 5 МВт·ч. Контейнеры с аккумуляторными батареями и трансформаторы коробчатого типа размещены централизованно на открытом воздухе. Управление и диспетчеризация системы накопления энергии будут осуществляться Национальной сетевой компанией Казахстана. Застройщик проекта несет ответственность за повседневную эксплуатацию и техническое обслуживание, обеспечивая соответствие всех технических параметров оборудования системы накопления энергии соответствующим требованиям Национальной сетевой компании Казахстана

6.6.1.1 Схема подключения

На данном этапе предполагается строительство одной централизованной системы накопления энергии с доступной мощностью 180 МВт/360 МВт·ч, рассчитанной на непрерывную разрядку в течение не менее 2 часов при номинальной мощности. На начальном этапе будет установлено 36 энергоаккумулирующих блоков, каждый из которых будет иметь номинальную мощность 5 МВт/10 МВт·ч. Электроэнергия, генерируемая каждым блоком, будет повышаться до 35 кВ, а затем передаваться по четырем сборным линиям к шине 35 кВ на повышающей подстанции. Оттуда она будет дополнительно повышаться до 220 кВ для передачи на системную станцию, при условии окончательного утверждения в решении о подключении к сети.

6.6.1.2 Диспетчерские отношения

В соответствии с техническими правилами эксплуатации электростанций и сетей Республики Казахстан системы накопления энергии мощностью менее 60 МВт должны быть оснащены локальными системами автоматического управления мощностью для накопления энергии и регулирования мощности. Системы мощностью 60 МВт и более должны быть интегрированы в централизованные системы автоматического регулирования частоты и мощности для участия в первичном регулировании частоты, управлении активной мощностью и выполнении функций аварийного управления. Вспомогательная система накопления энергии проекта имеет доступную мощность 150 МВт. В соответствии с требованиями Казахстанской государственной энергосистемы, эксплуатация и диспетчеризация вспомогательной системы накопления энергии осуществляется Казахстанской государственной энергосистемной корпорацией, что означает управление ею местным диспетчерским центром. Информация о дистанционном управлении должна передаваться непосредственно в местный диспетчерский центр,

при этом окончательное решение зависит от получения разрешения на доступ к системе.

6.6.1.3 Система учета

В соответствии с техническими правилами эксплуатации электростанций и сетей Республики Казахстан система накопления энергии должна быть оснащена двунаправленными устройствами учета энергии для обеспечения отдельного учета накопленной и экспортируемой электроэнергии. Исходя из схемы подключения к сети, предлагается, чтобы точка учета на шлюзе системы накопления энергии в рамках данного проекта была сконфигурирована с использованием двойного учета на стороне линии 35 кВ системы накопления энергии. Счетчики на шлюзе должны быть сконфигурированы в конфигурации 1+1 со следующими классами точности: активная мощность — класс 0,2S, реактивная мощность — класс 2,0.

Все данные учета с электросчетчиков передаются через последовательный порт RS485 на удаленное устройство сбора данных об энергии на повышающей подстанции. Это устройство в основном использует сетевой метод для загрузки информации об энергии с точек учета на главную станцию учета энергии Kentao. Используемый протокол связи — IEC 60870-5-102.

В соответствии с рамочным соглашением о покупке электроэнергии (PPA) компания «Казахстан Грид» несет ответственность за эксплуатационные потери при работе системы накопления энергии, вспомогательного электропитания и процессов зарядки/разрядки. Потребление вспомогательной энергии системой накопления энергии (например, для автоохлаждения, работы PCS) должно обеспечиваться за счет собственных ресурсов системы.

6.6.2 Выбор основного оборудования для системы накопления энергии

6.6.2.1 Типы электрохимических аккумуляторов и их технико-экономическое сравнение

Электрохимическое накопление энергии представляет собой ключевой путь для перехода новых технологий накопления энергии от ранней стадии коммерциализации к широкомасштабному внедрению. Технологические достижения в области литий-железо-фосфатных аккумуляторов в первую очередь сосредоточены на оптимизации основных материалов для достижения более высокой энергетической плотности и увеличения срока службы. Кроме того, дополнительные технологии, такие как

натрий-ионные батареи и ванадиевые поточные батареи

ожидаются, продемонстрируют многообещающие перспективы развития на рынке литий-железо-фосфатных аккумуляторов. Электрохимическое накопление энергии предлагает разнообразные технические пути, исключительные возможности регулирования и гибкость строительства, не зависящую от географических ограничений, что делает его подходящим практически для всех сценариев применения в новых энергетических системах. Возьмем, к примеру, системы накопления энергии на литий-железо-фосфатных батареях — которые в настоящее время занимают первое место по установленной мощности среди новых технологий накопления энергии: их можно интегрировать с ветровыми и солнечными электростанциями для сглаживания колебаний выработки возобновляемой энергии; строить автономно и подключать к сети для предоставления вспомогательных услуг, таких как сглаживание пиковых нагрузок и регулирование частоты; использовать в паре с традиционными энергоблоками для повышения эффективности регулирования; или развертывать на стороне потребителя для снижения затрат на электроэнергию или участия в программах реагирования на спрос. Следовательно, электрохимическое накопление энергии стало крупнейшей и наиболее быстрорастущей формой хранения энергии.

1. Свинцово-кислотные (свинцово-углеродные) аккумуляторы

Имея более чем вековую историю, свинцово-кислотные аккумуляторы широко используются в качестве источников питания для различных систем постоянного тока и остаются одними из самых зрелых химических аккумуляторов, доступных на рынке. Они в основном подразделяются на свинцово-кислотные и свинцово-углеродные аккумуляторы. Свинцово-кислотные аккумуляторы обычно состоят из таких ключевых компонентов, как положительный электрод из диоксида свинца, содержащий свинец, отрицательный электрод, водный электролит на основе серной кислоты и стекловолоконный сепаратор. Стандартные свинцово-кислотные аккумуляторы отличаются простой конструкцией, доступностью материалов, низкой стоимостью и зрелой технологией. Однако они страдают от низкой энергетической плотности и ограниченных скоростей заряда/разряда. Кроме того, положительные пластины подвержены коррозии, а отрицательные — сульфатации, что приводит к сокращению срока службы и препятствует их широкому применению в качестве средств накопления энергии.

Свинцово-углеродные батареи построены на основе базовой конструкции традиционных

свинцово-кислотных аккумуляторов, включая материал из активированного угля в состав свинцового

отрицательный электрод. Это служит буфером во время высокоинтенсивной зарядки и разрядки, эффективно защищая отрицательную пластину и подавляя сульфатацию. В результате улучшается циклический ресурс батареи и ее способность к зарядке/разрядке. Однако технология количественного легирования углеродом и процесс синтеза отрицательного электрода остаются несовершенными. Кроме того, эти батареи сохраняют недостатки традиционных свинцово-кислотных батарей, такие как низкая энергетическая плотность, и имеют более высокую стоимость. В результате широкомасштабное применение свинцово-углеродных батарей также представляет собой проблему в краткосрочной перспективе.

2. Литий-ионные батареи

Литий-ионные батареи представляют собой наиболее широко распространенный тип электрохимических элементов, в частности литий-железо-фосфатные (LFP) батареи.

В настоящее время они переходят от ранней стадии коммерциализации к широкомасштабному внедрению и составляют наибольшую установленную мощность среди современных решений для накопления энергии. LFP-батареи состоят из литий-

железо-фосфатного катода, графитового анода, лития гексафторфосфата электролита, и пористого пористый

полимерный сепаратор. Они обладают высокой энергетической плотностью, эффективным преобразованием энергии, хорошими характеристиками по скорости заряда-разряда и широким диапазоном рабочих режимов при различных состояниях заряда, что делает их пригодными для таких применений, как сглаживание пиковых нагрузок и регулирование частоты. В последние годы были достигнуты постоянные улучшения в области безопасности продукции для литий-железофосфатных (LiFePO_4)

. Усилия охватывают множество аспектов, включая конструктивную безопасность самого аккумуляторного элемента, электрическую безопасность аккумуляторных батарей/кластеров, системы управления аккумуляторами, системы терморегулирования и проектирование систем безопасности от пожара для аккумуляторных систем, что значительно повышает общую

надежность.

В тройных литиевых батареях используются тройные катодные материалы, такие как оксид лития, никеля, кобальта и марганца (NCM) или оксид лития, никеля, кобальта и алюминия (NCA), в то время как остальные компоненты аналогичны компонентам батарей LFP. Высокая реакционная способность

Тернарный материал катода позволяет литиевым батареям с тернарным составом достигать более высокой

энергетическую плотность и более высокую скорость заряда/разряда по сравнению с литий-железо-фосфатными батареями. Однако такая высокая реакционная способность также приводит к структурной нестабильности при повышенных температурах, что увеличивает риск теплового разгона. В результате, из-за значительных рисков для безопасности, тройные литиевые батареи не рассматриваются для использования в электростанциях с накопителями энергии.

В титанатно-литиевых батареях вместо графита используется анодный материал из титаната лития со структурой шпинели. Поскольку титанат лития обладает более высоким внутренним потенциалом, чем металлический литий (потенциал графита сопоставим с потенциалом металлического лития), внешние электроны металлического лития легко захватываются материалом из титаната лития. Это предотвращает отложение лития даже при перезарядке, повышая безопасность по сравнению с литий-ионными батареями с графитовыми анодами. Кроме того, в отличие от графитовых материалов, склонных к деформации, шпинельная структура титаната лития сохраняет стабильность после многократных циклов заряда-разряда, обеспечивая более длительный срок службы батареи. Более того, высокий коэффициент диффузии шпинельной структуры позволяет достигать более высоких скоростей заряда/разряда, чем у литий-ионных батарей с графитовым анодом. Однако использование дорогостоящих титановых материалов приводит к тому, что литий-титанатные батареи в настоящее время стоят значительно дороже стандартных литий-железо-фосфатных батарей. Кроме того, литий-титанатные батареи страдают от таких недостатков, как более низкая энергетическая плотность, более низкое напряжение батареи и реакционная способность анода с электролитом, вызывающая выделение газа. Хотя они могут найти нишевые применения в сценариях, требующих особой безопасности и скоростных характеристик, их краткосрочная жизнеспособность для крупномасштабного хранения энергии остается ограниченной.

В твердотельных литий-ионных батареях используются твердые электролитные материалы — такие как полимеры, оксиды или сульфиды — вместо горючих растворов гексафторфосфата лития и структурно слабых пористых полимерных сепараторов.

Это устраняет угрозы безопасности, такие как рост литиевых дендритов, пробивающих сепараторы и вызывающих внутренние короткие замыкания, или побочные реакции, приводящие к возгоранию

электролитов при высоких температурах. Кроме того, использование твердотельных позволяет изготавливать анод с меньшим содержанием металлического лития вместо традиционных графитовых материалов, что еще больше повышает энергетическую и мощностную плотность литий-ионных батарей. Однако материалы и процессы для твердотельных электролитов в настоящее время находятся на ранней стадии развития, что приводит к высоким общим затратам. Кроме того, такие недостатки, как высокое контактное сопротивление на границе раздела электрод/электролит, приводят к относительно низкому количеству циклов заряда-разряда твердотельных литий-ионных батарей, что делает их коммерческое применение на данный момент технически нецелесообразным.

3. Проточные батареи

Проточные батареи хранят активные химические вещества в электролитах, причем электролиты положительного и отрицательного электродов, содержащие разные активные материалы, расположены совершенно независимо друг от друга. Во время зарядки и разрядки два циркуляционных насоса непрерывно перекачивают электролиты положительного и отрицательного электродов по трубопроводам в батарейный блок, где происходят электрохимические реакции. Изменения валентного состояния активных материалов обеспечивают функцию накопления энергии по схеме «электрическая энергия — химическая энергия — электрическая энергия».

Мощность и емкость проточных батарей могут быть разделены в конфигурации. Выходная мощность зависит от площади реакции электродов внутри батарейного блока, определяемой количеством и размером блоков. Между тем, емкость накопления энергии проточных батарей в первую очередь зависит от объема и концентрации электролита. Кроме того, проточные батареи обладают такими техническими преимуществами, как увеличенный срок службы, высокая эксплуатационная стабильность и надежность, возможность глубокой разрядки без повреждения батареи, низкие показатели саморазряда и повышенная безопасность без риска взрыва или возгорания. Однако из-за значительных потерь на поляризацию и необходимости использования насосных систем для циркуляции электролита их общая эффективность преобразования энергии остается заметно ниже, чем у литий-ионных батарей. Кроме того, проточные батареи имеют более низкую энергетическую плотность и в настоящее время более высокую стоимость оборудования, что делает их более подходящими для применения

требующих строгих требований безопасности. В зависимости от активных материалов, проточные

в основном включают ванадиевые, цинк-бромные, железо-хромовые и другие варианты. Среди этих технологий проточных батарей ванадиевые проточные батареи в настоящее время демонстрируют наиболее зрелое технологическое развитие.

4. Натрий-ионные батареи

Натрий-ионные батареи в основном обеспечивают перенос заряда за счет интеркаляции и деинтеркаляции ионов натрия между электродами во время заряда и разряда, в то время как литий-ионные батареи полагаются на перемещение ионов лития между электродами. Их основные принципы работы по сути идентичны.

За стремительным ростом рынка литий-ионных аккумуляторов стоит реальность относительно ограниченных мировых запасов лития. Помимо аккумуляторной отрасли, такие отрасли, как производство электромобилей, также требуют огромных объемов лития. Чтобы не допустить, чтобы дефицит лития сдерживал рост отрасли, исследования в области натрий-ионных аккумуляторов вновь набрали обороты. Ресурсы натрия богаты, широко распространены и легкодоступны. Технология натрий-ионных аккумуляторов очень похожа на технологию литий-ионных аккумуляторов. В качестве катодных материалов могут использоваться слоистые оксиды переходных металлов, такие как кобальтат натрия, полианионные материалы, такие как фосфат железа натрия, или материалы типа прусской сини. В качестве анодов обычно используется твердый углерод, а в качестве электролитов — смешанные растворы гексафторфосфата натрия. Помимо обилия сырья, натрий-ионные аккумуляторы обладают такими преимуществами, как превосходные характеристики при низких температурах и высокая скорость заряда/разряда. Однако их теоретическая энергетическая плотность остается значительно ниже, чем у литий-ионных батарей. Текущий уровень технологической зрелости и коммерциализации также отстает от литий-ионных батарей, что приводит к более короткому сроку службы натрий-ионных батарей. В результате преимущество в стоимости сырья пока не может быть полностью реализовано. При крупномасштабном коммерческом внедрении системы накопления энергии на основе натрий-ионных батарей могут достичь стоимости всего в

0,2 юаня за кВт·ч, что сопоставимо с ценами на электроэнергию, вырабатываемую на угольных электростанциях. Они готовы постепенно вытеснять свинцово-кислотные аккумуляторы, решая проблемы загрязнения окружающей среды и дополняя литий-ионные аккумуляторы, чтобы снизить зависимость индустрии аккумуляторных батарей от иностранных ресурсов лития.

5. Натрий-серные батареи

Натрий-серные батареи состоят из расплавленных электродов и твердых электролитов из керамики на основе оксида алюминия. В качестве активного материала отрицательного электрода используется расплавленный металлический натрий, а положительного — жидкая сера и расплавленные соли полисульфида натрия. Реакция между натрием и серой является сильно экзотермической, что требует разделения с помощью твердого электролита, который также проводит ионы натрия. В настоящее время материалы для электролита с удовлетворительной проводимостью при температурах выше 300 °С являются единственными приемлемыми вариантами, отвечающими этим требованиям. Следовательно, натрий-серные батареи должны работать при температурах от 300 °С до 350 °С. Такая высокая рабочая температура ускоряет коррозию электродов. Кроме того, различия в коэффициентах теплового расширения электродов во время циклов замораживания-оттаивания создают значительную механическую нагрузку, которая может повредить хрупкий материал твердого электролита и вызвать внутренние короткие замыкания, что создает серьезные риски для безопасности.

6. Металл-воздушные батареи

Металл-воздушные батареи используют такие металлы, как цинк, литий или магний, в качестве активного материала отрицательного электрода, кислород из воздуха — в качестве активного материала положительного электрода, а раствор гидроксида калия — в качестве электролита. Катод батареи функционирует как электрод диффузии воздуха, состоящий из каталитического слоя, диффузионного слоя и сетки токосборника. Кислород из воздуха диффундирует через этот электрод к тройной границе фаз газ-жидкость-твердое тело, где он вступает в реакцию с металлическим анодом с выделением электрической энергии. В зависимости от типа металлического анода эти батареи подразделяются на различные категории, включая цинк-воздушные, литий-воздушные, магний-воздушные, алюминий-воздушные и железо-воздушные батареи. Металло-воздушные батареи обладают такими преимуществами, как высокая энергетическая плотность, низкая

теоретическая стоимость, нетоксичность, минимальное загрязнение и простая конструкция.

Однако у них есть и недостатки, в том числе высокая скорость саморазряда и короткий цикл жизни, что затрудняет их широкое внедрение в краткосрочной перспективе.

7. Сравнение решений

Данный проект предусматривает строительство электростанции с накопителем энергии, предназначенной в первую очередь для снижения нагрузки на сеть в часы пиковых нагрузок, повышения эксплуатационной гибкости системы и служащей полезным дополнением к мощностям энергосистемы. Он направлен на удовлетворение быстро растущего спроса на электроэнергию в районе реализации проекта и участие в оказании вспомогательных услуг, таких как сглаживание пиковых нагрузок и регулирование частоты. Технические требования к этой крупномасштабной системе накопления энергии следующие:

(1) Длительный ресурс. Ресурс аккумуляторных батарей значительно влияет на надежность системы. Длительный ресурс снижает частоту замены батарей, что имеет решающее значение для экономии инвестиционных затрат и повышения экономической эффективности системы.

(2) Высокая скорость отклика. Перебои в работе систем аккумулирования энергии в батареях требуют отличных пусковых характеристик. Частые переходы между состояниями заряда и разряда требуют от батарей высокой скорости отклика.

(3) Высокий КПД преобразования энергии. Повышение коэффициента преобразования энергии при накоплении увеличивает общую эффективность системы, тем самым снижая стоимость киловатт-часа.

(4) Высокий уровень безопасности. Учитывая уникальный характер энергосистем, эксплуатационная безопасность имеет первостепенное значение. Оборудование с недостаточным уровнем безопасности не может быть интегрировано в энергосистему. Целью систем накопления энергии является обеспечение безопасной, эффективной и стабильной работы энергосистем.

(5) Умеренная стоимость. Стоимость является важным ориентиром при выборе аккумуляторных батарей и решающим фактором при крупномасштабном внедрении систем накопления энергии.

теоретическая стоимость, нетоксичность, минимальное загрязнение окружающей среды и простая конструкция.

Однако у них также есть недостатки, включая высокую скорость саморазряда и короткий ресурс, что затрудняет их широкое внедрение в краткосрочной перспективе.

7. Сравнение решений

Данный проект предусматривает строительство электростанции с накопителями энергии, предназначенной в первую очередь для снижения нагрузки на сеть в часы пиковых нагрузок, повышения эксплуатационной гибкости системы и служащей полезным дополнением к мощностям энергосистемы. Он направлен на удовлетворение быстро растущего спроса на электроэнергию в районе реализации проекта и участие в оказании вспомогательных услуг, таких как сглаживание пиковых нагрузок и регулирование частоты. Технические требования к этой крупномасштабной системе накопления энергии следующие:

(1) Длительный ресурс. Ресурс аккумуляторных батарей значительно влияет на надежность системы. Длительный ресурс снижает частоту замены батарей, что имеет решающее значение для экономии инвестиционных затрат и повышения экономической эффективности системы.

(2) Высокая скорость отклика. Перебои в работе систем аккумулирования энергии в батареях требуют отличных пусковых характеристик. Частые переходы между состояниями заряда и разряда требуют от батарей высокой скорости отклика.

(3) Высокий КПД преобразования энергии. Повышение коэффициента преобразования энергии при накоплении увеличивает общую эффективность системы, тем самым снижая стоимость киловатт-часа.

(4) Высокий уровень безопасности. Учитывая уникальный характер энергосистем, эксплуатационная безопасность имеет первостепенное значение. Оборудование с недостаточным уровнем безопасности не может быть интегрировано в энергосистему. Целью систем накопления энергии является обеспечение безопасной, эффективной и стабильной работы энергосистем.

(5) Умеренная стоимость. Стоимость является важным ориентиром при выборе аккумуляторных батарей и решающим фактором при крупномасштабном внедрении систем накопления энергии.

(6) Гибкая конфигурация и удобная установка. Системы накопления энергии

должны отличаться гибкостью конфигураций и хорошей масштабируемостью.

Тип накопления энергии	Плотность энергии (Вт·ч/кг)	Эффективность преобразования энергии Типичный	Типичный ресурс циклов (раз)	Стоимость (юаней/кВт·ч)	Безопасность	Экологичность	Скорость реагирования	Соответствие нормативным требованиям	Межотраслевое применение	Зрелость технологии	Поставку ключевого сырья
Свинец-кислотные аккумуляторы	40~60	75%~85%	1000~3000	800~1200	Низкий риск	Определенный экологический риск	Быстрый	Низкая скорость разряда	Разработаны на основе традиционных свинцово-кислотных аккумуляторов; широко используются в автомобильной промышленности	Широкое коммерческое применение	(Запасы свинца в земной коре: 0,0016%; Китай занимает второе место в мире и крупнейший в мире объем добычи свинца)
Литий-железо-фосфатный аккумулятор	130~200	85%~95%	4000~8000	300~400	Опасность возгорания и взрыва	Подлежит вторичной переработке	Относительно быстро	Хорошая	Технология, разработанная благодаря развитию рынка электромобилей промышленности и промышленности	Крупномасштабное коммерческое применение	(запасы лития в земной коре: всего 0,002%;

											доказанные запасы лития в Китае составляют около 6% от мирового)
Ванадиевая редокс-поточная батарея	7-15	75%~85%	≥ 16000	3000~3500	Низкий риск	Экологически безопасно	Относительно быстро	Хорошо	Немного применение в других отраслях	Пилотное применение	(Запасы ванадиевой руды в Китае составляют более 40% от мировых)
Натриево-ионные батареи	90~160	85%~90%	2000	Серийное производство: 500~800	Риск возгорания и взрыва	Подлежит вторичной переработке	Относительно быстро	Хорошо	Используется в производстве электромобилей и литий-железо-фосфатных аккумуляторов заводах	Пилотное применение	(Запасы натрия в земной коре: 2,74 %, широко распространены)
Металл-Al	>200	65%~70%	1000	Масса после тренировки	Низкий риск	Экологический	Медленно	Низкий уровень выбросов	Используется в электромобилях	Лаборатория	

г Аккумулятор				Производство: 1500 ~3000		очень удобен		Скорость зарядки	и литий- железо- фосфатные батареи	Исследования	(В настоящее время в качестве катодных материалов в основном используются цинк, магний , железо и т. д., то есть в основном обычные металлы; таким образом , стоимость материалов для металло воздушных батарей может быть очень низкой)
Титаново-литиевая батарея	60~100	80%~90%	≥ 10000	5000 ~7500	Низкий риск	Подлежит вторичной переработке	Быстро	Хорошо	Применяется в легковых автомобилях, инженерных транспортных средствах и т. д. с низкой плотностью энергии.	Пилотное применение	(Запасы железа в земной коре: 0,61%, но отсутствует богатой руды; сложность требования

									требования		технологии плавки и высокая цена. На долю Китая приходится около 28% мировых)
Твердые литий-ионные аккумуляторы	350~500	80%~90%	1000	6000~8000	Низкий риск	Подлежит вторичной переработке	Быстро	Хорошо	Некоторые производители аккумуляторов проводят технические исследования	Лабораторные исследования	(Ситуация с материалами катода аналогична ситуации с литий-железо-фосфатными батареями; материалы для твердых электролитов пока не запущены в массовое производство)

											коммерчески)

Аккумуляторы LFP обладают рядом преимуществ, включая отсутствие особых требований к условиям окружающей среды при производстве, короткие циклы производства, высокую удельную мощность, высокий КПД преобразования энергии, хороший ресурс, быструю скорость отклика, отличные характеристики регулирования и гибкость конфигурации масштаба. Натрий-ионные аккумуляторы в настоящее время отстают от литий-ионных с точки зрения технологической зрелости и коммерциализации. Они также демонстрируют более низкую удельную мощность и меньший ресурс. Хотя свинцово-углеродные батареи также не требуют особых условий окружающей среды, обладают хорошими характеристиками заряда/разряда и относительно недороги, их циклический ресурс значительно короче, чем у литий-ионных батарей. Проточные батареи, являясь батареями энергетического типа с низкой плотностью энергии и большими габаритами, требуют значительных конфигураций емкости системы для достижения экономической целесообразности. Они также требуют трудоемкого обслуживания на поздних этапах, что делает их подходящими для применения в системах хранения энергии с длительным сроком службы и высокой емкостью.

С постоянным снижением стоимости литий-ионных батарей в последние годы их преимущества в приложениях на стороне энергосистемы, интеграции возобновляемых источников энергии и хранении на стороне потребителя становятся все более заметными, что стимулирует взрывной рост как на внутреннем, так и на международных рынках. Учитывая требования к крупномасштабному хранению энергии на стороне энергосистемы с точки зрения срока службы, скорости отклика, безопасности и эффективности преобразования энергии, для таких приложений подходят только литий-железо-фосфатные батареи. Поэтому в рамках данного проекта рекомендуется выбор литий-железо-фосфатных батарей.

6.6.2.2 Классификация и сравнение систем терморегулирования аккумуляторных батарей

В широко используемых наружных сборных контейнерных системах хранения энергии аккумуляторы плотно упакованы внутри контейнера. Во время

При заряде и разряде эти аккумуляторы выделяют значительное количество тепла. Из-за минимального расстояния между батареями выделяемое тепло трудно быстро рассеивать, что приводит к накоплению тепла и большим различиям в рабочей температуре между модулями батарей. Со временем это может вызвать серьезные несоответствия во внутреннем сопротивлении и емкости между батареями, что повлияет на производительность и срок службы батарейного блока и потенциально создаст угрозу безопасности. Поэтому для поддержания батарей в оптимальной рабочей температуре требуется соответствующая система терморегулирования.

Системы терморегулирования аккумуляторов в основном подразделяются на системы с воздушным и жидкостным охлаждением.

В системах с воздушным охлаждением используются промышленные кондиционеры для циркуляции охлажденного воздуха, отводящего тепло от аккумуляторов посредством конвективного теплообмена. Такой подход обладает такими преимуществами, как простая конструкция, высокая надежность, простота обслуживания и низкая стоимость. Однако низкая удельная теплоемкость и теплопроводность воздуха приводят к относительно низкой скорости и эффективности отвода тепла. Это ограничение особенно заметно на больших высотах, где разреженный воздух еще больше снижает эффективность воздушного охлаждения. Кроме того, поскольку аккумуляторы расположены в разных местах салона и трудно гарантировать равномерное распределение воздушного потока, часто сложно поддерживать одинаковую температуру во всех аккумуляторах.

В системах жидкостного охлаждения используются такие хладагенты, как растворы этиленгликоля. После теплообмена в чиллерах хладагент поступает к пластинам жидкостного охлаждения внутри каждого батарейного модуля, где он косвенно охлаждает отдельные элементы посредством теплопроводности. Жидкостные теплоносители обладают высокими коэффициентами теплопередачи, большой удельной теплоемкостью и высокой скоростью охлаждения. Это эффективно снижает перепады температур между элементами и улучшает тепловую однородность, а также позволяет создать более компактную конструкцию системы. Когда системы жидкостного охлаждения впервые стали применяться в отрасли накопления энергии, их стоимость была относительно выше, чем у систем воздушного охлаждения. Однако с июня 2022 года, с расширением масштабов применения жидкостного

применений жидкостного охлаждения и его способности повысить эффективность использования пространства в

готовых контейнеров — и, как следствие, снижения затрат на другие вспомогательные объекты — общая стоимость стала сопоставимой с решениями воздушного охлаждения. В результате жидкостное охлаждение постепенно становится основным решением для управления тепловым режимом аккумуляторов.

Кроме того, отрасль изучает новые технологии охлаждения, такие как тепловые трубы, охлаждение с фазовым переходом и погружное охлаждение. Тепловые трубы и охлаждение с фазовым переходом пока находятся на стадии лабораторных исследований; их сложные системы и высокая стоимость не позволяют применять их на практике. Более того, системы погружного охлаждения предполагают сложную трубопроводную разводку, высокие требования к герметичности и значительные затраты, что на данном этапе делает их непригодными для внедрения в коммерческих масштабах.

Учитывая, что решения с жидкостным охлаждением повышают энергетическую плотность сборных батарейных модулей, уменьшают занимаемую площадь, улучшают контроль температурного перепада внутри контейнеров, благоприятно влияют на работу и срок службы системы накопления энергии, а также характеризуются более низким потреблением вспомогательной энергии при сопоставимых затратах на систему по сравнению с воздушным охлаждением, жидкостное охлаждение постепенно становится основным решением для управления тепловым режимом батарей. Поэтому в рамках данного проекта рекомендуется внедрить систему жидкостного охлаждения батарей.

6.6.2.3 Сравнение решений для накопления энергии

6.6.2.3.1 Сравнение зарядки и замены аккумуляторов

В связи с деградацией литий-железо-фосфатных (LFP) элементов в ходе циклов разряда и срока службы требуется решение по пополнению/замене аккумуляторов, чтобы обеспечить сохранение доступной емкости на протяжении всего жизненного цикла на уровне не менее 100%. Когда доступная емкость системы хранения энергии упадет ниже 300 МВт·ч, будут развернуты дополнительные аккумуляторные модули для поддержания минимальной доступной емкости в 300 МВт·ч на протяжении всего жизненного цикла.

В настоящее время варианты замены и зарядки аккумуляторов оцениваются на основе следующих сценариев жизненного цикла: одна замена аккумулятора, две

замены, три замены, четыре замены и три замены

плюс одна замена аккумулятора. В следующей таблице приведено сравнение этих вариантов:

а) Сценарий с одной зарядкой

Начальная установленная мощность установлена на уровне 401 МВт·ч номинальной доступной мощности в первый год. Первое пополнение мощности происходит на 11-м году, когда мощность падает ниже 300 МВт·ч, что обеспечивает сохранение доступной мощности не менее 300 МВт·ч на протяжении всего жизненного цикла. Конфигурация емкости аккумуляторной батареи и годовая доступная мощность приведены в таблице ниже:

Годы	Начальная установленная мощность	SOH	Доступная мощность, сторона 35 кВ	11-й год: 90 МВт·ч дополнительная мощность	Общая доступная мощность, сторона 35 кВ (без учета вспомогательного энергопотребления)	Система RTE, сторона 35 кВ стороны
Блок	[МВт·ч]	[%]	[МВт·ч]	МВт·ч	МВт·ч	[%]
0	401,2	100,00%	382,97		382,97	90,00%
1	401,2	94,73%	362,79		362,79	89,70%
2	401,2	91,95%	352,15		352,15	89,54%
3	401,2	89,69%	343,50		343,50	89,42%
4	401,2	87,71%	335,92		335,92	89,30%
5	401,2	85,92%	329,05		329,05	89,20%
6	401,2	84,26%	322,71		322,71	89,11%
7	401,2	82,71 %	316,76		316,76	89,02%
8	401,2	81,24%	311,14		311,14	88,94%
9	401,2	79,84%	305,78		305,78	88,86%
10	401,2	78,51%	300,65		300,65	88,75

11	401,2	77,22	295,72	81,63	377,35	88,66%
12	401,2	75,98%	290,96	79,23	370,19	88,56%
13	401,2	74,77%	286,35	77,29	363,64	88,47%
14	401,2	73,60%	281,88	75,58	357,46	88,39%
15	401,2	72,47%	277,53	74,04	351,57	88,30 %
16	401,2	71,36%	273,29	72,61	345,90	88,22%
17	401,2	70,28%	269,16	71,27	340,43	88,13%
18	401,2	69,23%	265,12	70,01	335,12	88,08%
19	401,2	68,19%	261,16	68,80	329,96	88,03%
20	401,2	67,18%	257,29	67,65	324,94	87,98%
21	401,2	66,19%	253,49	66,54	320,03	87,93%
22	401,2	65,22%	249,76	65,47	315,22	87,89%
23	401,2	64,26%	246,09	64,43	310,52	87,84 %
24	401,2	63,32%	242,49	63,42	305,91	87,80 %
25	401,2	62,39%	238,95	62,44	301,39	87,76%

Исходя из вышеуказанного плана, соответствующие затраты на настройку системы хранения энергии составляют следующее. Затраты на момент дополнения дисконтируются до текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования 6%, чтобы учесть влияние времени на затраты системы хранения энергии:

Нет	Предложение по системе накопления энергии	Емкость (МВт·ч)	Общая стоимость (10 000 юаней)	Стоимость с учетом скидки (10 000 юаней)
1	Первоначальная установка 401 МВт·ч	401,00	50 526,00	50526,00
2	Дополнительная установка в 11-м году 90 МВт·ч	90,00	11340,00	5973,77
3	Итого	491,00	61866,00	56499,77

b) План с двумя зарядками

В первый год будет установлена номинальная доступная мощность в 371 МВт·ч.

Первое пополнение мощности произойдет на шестом году, когда мощность опустится ниже 300 МВт·ч, а второе пополнение — на шестнадцатом году. Это гарантирует, что доступная мощность останется не менее 300 МВт·ч на протяжении всего жизненного цикла. Конфигурация емкости аккумуляторной батареи и годовая доступная мощность приведены в таблице ниже:

Годы	Емкость в первый год	SOH	Доступная емкость, 35 кВ·ч	6-й год Дополнительная мощность	16-й год Дополнительная мощность	Общая доступная мощность, 35 кВ Стоп она (без учета вспомогатель ной)
Единица	[МВт·ч]	[%]	[МВт·ч]	МВт·ч	МВт·ч	МВт·ч
0	371,11	100,00%	354,25			354,25
1	371,11	94,73%	335,58			335,58
2	371,11	91,95%	325,74			325,74
3	371,11	89,69%	317,74			317,74
4	371,11	87,71%	310,73			310,73
5	371,11	85,92 %	304,37			304,37
6	371,11	84,26 %	298,50	54,42		352,92
7	371,11	82,71 %	293,00	52,82		345,83
8	371,11	81,24 %	287,80	51,52		339,33
9	371,11	79,84 %	282,85	50,39		333,23
10	371,11	78,51 %	278,10	49,36		327,46
11	371,11	77,22 %	273,54	48,41		321,95
12	371,11	75,98 %	269,14	47,51		316,65
13	371,11	74,77 %	264,88	46,67		311,55
14	371,11	73,60 %	260,74	45,87		306,61

15	371,11	72,47	256,72	45,10	Отчет о технико-экономическом обосновании	301,82
16	371,11	71,36 %	252,80	44,36	54,42	351,57
17	371,11	70,28 %	248,97	43,64	52,82	345,44
18	371,11	69,23%	245,23	42,95	51,52	339,71
19	371,11	68,19 %	241,58	42,28	50,39	334,25
20	371,11	67,18 %	237,99	41,63	49,36	328,98
21	371,11	66,19%	234,48	40,99	48,41	323,88
22	371,11	65,22%	231,03	40,37	47,51	318,91
23	371,11	64,26 %	227,64	39,77	46,67	314,08
24	371,11	63,32%	224,30	39,17	45,87	309,35

Исходя из вышеуказанного плана, соответствующие затраты на настройку системы хранения энергии составляют следующее. Затраты на момент дополнения дисконтируются до текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования 6%, чтобы учесть влияние времени на затраты на систему хранения энергии:

Нет	Предложение по системе накопления энергии	Емкость (МВт·ч)	Общая стоимость (10 000 юаней)	Стоимость со скидкой (10 000 юаней)
1	Первоначальная установка 371 МВт·ч	371,00	46 746,00	46746,00
2	Расширение на 6-й год: 60 МВт·ч	60,00	7560,00	5329,50
3	16-й год: дополнительно 60 МВт·ч	60,00	7560,00	2975,97
4	Итого	491,00	61866,00	55051,47

с) План с тремя зарядками

Первоначальная установка исходит из номинальной доступной мощности 361 МВт·ч в год

1. Первое пополнение мощности происходит в 5-м году, когда мощность падает ниже 300 МВт·ч, второе — в 12-м году, а третье — в 19-м году. Это гарантирует, что доступная мощность останется не менее 300 МВт·ч на протяжении всего

жизненный цикл. Конфигурация емкости аккумуляторных батарей и годовая доступная

мощности приведены в таблице ниже:

Год	Мощность в первый год	SOH	Доступная мощность, 35 кВ	5-й год Дополнительная мощность	12-й год Дополнительная мощность	Год 19 Дополнение	Общая доступная мощность, 35 кВ (без учета вспомогательного питания)	Система RTE, сторона 35 кВ
Единица	[МВт·ч]	[%]	[МВт·ч]	МВт·ч	МВт·ч		МВт·ч	[%]
0	361,08	100,00%	344,67				344,67	90,00%
1	361,08	94,73%	326,51				326,51	89,70 %
2	361,08	91,95%	316,94				316,94	89,54 %
3	361,08	89,69%	309,15				309,15	89,42%
4	361,08	87,71%	302,33				302,33	89,30 %
5	361,08	85,92%	296,15	40,81			336,96	89,20 %
	361,08	84,26%						

6	8	%	290,44	39,62			330,05	89,11 %
7	361,0	82,71	285,08	38,64			323,73	89,02 %
	8	%						
8	361,0	81,24	280,02	37,79			317,81	88,94 %
	8	%						
9	361,0	79,84	275,20	37,02			312,22	88,86 %
	8	%						
10	361,0	78,51	270,59	36,30			306,89	88,75 %
	8	%						
11	361,0	77,22	266,15	35,64			301,78	88,66 %
	8	%						
12	361,0	75,98	261,86	35,00	40,81		337,68	88,56%
	8	%						
13	361,0	74,77	257,72	34,40	39,62		331,73	88,47%
	8	%						
14	361,0	73,60	253,69	33,82	38,64		326,16	88,39%
	8	%						
15	361,0	72,47	249,78	33,27	37,79		320,84	88,30 %
	8	%						
16	361,0	71,36	245,97	32,73	37,02		315,72	88,22%
	8	%						
17	361,0	70,28	242,24	32,21	36,30		310,76	88,13%
	8	%						
18	361,0	69,23	238,61	31,71	35,64		305,95	88,08%
	8	%						
19	361,0	68,19	235,05	31,22	35,00	31,74	333,02	88,03 %
	8	%						

20	361,0 8	67,18 %	231,56	30,75	34,40	30,81	327,52	87,98 %
21	361,0	66,19	228,14	30,28	33,82	30,06	322,30	87,93%

	8	%					Отчет о технико-экономическом обосновании	
22	361,0 8	65,22 %	224,78	29,83	33,27	29,39	317,27	87,89 %
23	361,0 8	64,26 %	221,49	29,38	32,73	28,79	312,39	87,84 %
24	361,0 8	63,32 %	218,24	28,94	32,21	28,24	307,64	87,80 %
25	361,0 8	62,39 %	215,05	28,52	31,71	27,72	303,00	87,76 %

Исходя из вышеуказанного плана, соответствующие затраты на настройку системы хранения энергии составляют следующее. Затраты на момент дополнения дисконтируются до текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования 6%, чтобы учесть влияние времени на затраты на систему хранения энергии:

Нет	Предложение по системе накопления энергии	Емкость (МВт·ч)	Общая стоимость (10 000 юаней)	Стоимость с учетом скидки (10 000 юаней)
1	Первоначальная установка 361 МВт·ч	361,00	45 486,00	45486,00
2	5-й год: дополнительно 35 МВт·ч	45,00	5670,00	4236,95
3	12-й год: дополнительно 45 МВт·ч	45,00	5670,00	2817,82
3	19-й год: дополнительно 35 МВт·ч	35,00	4410,00	1457,56
4	Итого	486,00	61236,00	53998,33

б) План с четырьмя пополнениями

Первоначальная установка на основе номинальной доступной мощности. Первое пополнение мощности происходит на 4-м году, когда мощность падает ниже 300 МВт·ч. Последующие

пополнения мощности происходят на 9-м (второе), 14-м (третье) и 19-м (четвертое) году, чтобы обеспечить сохранение доступной мощности на уровне не менее 300 МВт·ч на протяжении всего жизненного цикла. Конфигурация емкости аккумуляторных батарей и годовая доступная мощность подробно указаны в таблице ниже:

Годы	Емкость в первый год	SOH	Доступная мощность, сторона 35 кВ	4-й год Дополнительная мощность	9-й год Дополнение	14-й год Приложение	19-й год Дополнение	Общая доступная мощность, 35 кВ (без учета вспомогательного потребления мощности)	Система RTE, 35 кВ сторона а, внешнее энергоснабжение
Единица	[МВт·ч]	[%]	[МВт·ч]	МВт·ч	МВт·ч			МВт·ч	[%]
0	351,06	100,00%	335,10					335,10	88,58%
1	351,06	94,73%	317,44					317,44	88,29%
2	351,06	91,95%	308,13					308,13	88,13%
3	351,06	89,69%	300,56					300,56	88,00%
4	351,06	87,71%	293,93	31,74				325,67	87,89%

5	351,0	85,92							87,79
	6	%	287,92	30,81				318,74	%
6	351,0	84,26							87,69
	6	%	282,37	30,06				312,42	%
7	351,0	82,71							87,61
	6	%	277,16	29,39				306,56	%
8	351,0	81,24							87,52
	6	%	272,24	28,79				301,04	%
9	351,0	79,84							87,44
	6	%	267,56	28,24	27,21			323,00	%
10	351,0	78,51							87,34
	6	%	263,07	27,72	26,41			317,20	%
11	351,0	77,22							87,24
	6	%	258,76	27,22	25,76			311,74	%
12	351,0	75,98							87,15
	6	%	254,59	26,76	25,19			306,54	%
13	351,0	74,77							87,06
	6	%	250,56	26,31	24,68			301,54	%
14	351,0	73,60							86,97
	6	%	246,65	25,88	24,20	27,21		323,93	%
15	351,0	72,47							86,89
	6	%	242,84	25,46	23,76	26,41		318,47	%
16	351,0	71,36							86,80
	6	%	239,13	25,06	23,34	25,76		313,29	%
17	351,0	70,28							86,72
	6	%	235,51	24,66	22,93	25,19		308,31	%
18	351,0	69,23							86,66
	6	%	231,98	24,28	22,55	24,68		303,49	%

19	351,0 6	68,19 %	228,52	23,91	22,18	24,20	31,74	330,56	86,61 %
20	351,0 6	67,18 %	225,13	23,55	21,82	23,76	30,81	325,07	86,57 %
21	351,0 6	66,19 %	221,80	23,20	21,48	23,34	30,06	319,87	86,52 %
22	351,0 6	65,22 %	218,54	22,85	21,14	22,93	29,39	314,86	86,47 %
23	351,0 6	64,26 %	215,33	22,51	20,81	22,55	28,79	310,00	86,43 %
24	351,0 6	63,32 %	212,18	22,18	20,50	22,18	28,24	305,27	86,39 %
25	351,0 6	62,39 %	209,08	21,85	20,19	21,82	27,72	300,66	86,34 %

Исходя из вышеуказанного плана, соответствующие затраты на настройку системы хранения энергии составляют следующее. Затраты на момент дополнения дисконтируются до текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования 6%, чтобы учесть влияние времени на затраты на систему хранения энергии:

Нет	Предложение по системе накопления энергии	Емкость (МВт·ч)	Общая стоимость (10 000 юаней)	Стоимость с учетом скидки (10 000 юаней)
1	Первоначальная установка 351 МВт·ч	351,00	44 226,00	44226,00
2	4-й год: дополнительно 35 МВт·ч	35,00	4410,00	3493,13
3	9-й год: дополнительно 30 МВт·ч	30,00	3780,00	2237,38
3	14-й год: дополнительные 30 МВт·ч	30,00	3780,00	1671,90

Нет	Предложение по системе накопления энергии	Емкость (МВт·ч)	Общая стоимость (10 000 юаней)	Стоимость с учетом скидки (10 000 юаней)
4	19-й год: дополнительные 35 МВт·ч	35,00	4410,00	1457,56
5	Итого	481,00	60606,00	53085,97

е) План с тремя подзарядками и одной заменой

Первоначальная установка на основе номинальной полезной емкости. Первая перезарядка, когда емкость упадет ниже 300 МВт·ч в 6-м году. Вторая перезарядка в 11-м году. Третья перезарядка в 18-м году. После 20-го года заменить первоначальные 66 аккумуляторных отсеков, чтобы обеспечить сохранение полезной емкости не менее 300 МВт·ч на протяжении всего жизненного цикла. План «Три перезарядки плюс одна замена» подробно изложен в таблице ниже:

Этап 2 (21—25-й годы)			
Пункт	Подробности	Пункт	Подробности
Используемый продукт	EnerX 0,5P	Емкость контейнера для аккумуляторов	5,644 МВт·ч
Начальная количество контейнеров с батареями	66	Начальная Мощнос ть системы	372,52 МВт·ч
Модель PCS	PCS-9567MV-5000	Количество универсальных блоков PCS	33 комплекта
План дополнительных аккумуляторов	Да	Общее количество устройств с дополнительной батареей	18 единиц
1-е дополнение	6-й год	Количество	6 штук
2-е дополнение	11-й класс	Количество	6 единиц
3-е дополнение	18-й год	Количество	6 единиц

Этап 2 (21–25 годы)		Отчет о технико-экономическом обосновании	
Статья	Подробности	Статья	Подробности
Используемый продукт	EnerX 0,5P	Емкость аккумуляторного контейнера	5,644 МВт·ч
Количество конфигурированных конфигурированных	49	Мощность системы в конфигурации	276,57 МВт·ч
Исходя из вышеуказанного предложения, соответствующие затраты на конфигурацию системы накопления энергии составляют следующее. Затраты, понесенные в ходе дополнения, дисконтируются до текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования 6% для учета временной стоимости денег:			
Нет	Модель PCS Предложение по системе накопления энергии	PCS-9567MV-5000 Емкость (МВт·ч)	Количество Общая стоимость (10 000 юаней)
1	Первоначальная установка 372 МВт·ч	372,00	46 872,00
2	6-й год: дополнительно 34 МВт·ч	34,00	4284,00
3	11-й год: дополнительно 34 МВт·ч	34,00	4284,00
4	18-й год: дополнительно 34 МВт·ч	34,00	4284,00
5	21-й год: Аккумулятор Замена 276,57 МВт·ч	276,57	34847,82
6	Итого	750,57	94571,82

Согласно отчету о финансовом анализе, экономическая оценка каждого плана выглядит следующим образом

следующим:

№	Энергия конфигурации систем хранения	Общая установленная мощность (МВт·ч)	Общая стоимость (в десятиках тысяч юаней)	Настоящее время Стоимость (в десятиках тысяч юаней)
1	Схема пополнения 1	491	61 866,00	56 499,77
2	Программа пополнения 2	491	61 866,00	55 051,47
3	Программа пополнения 3	486	61 236,00	53 998,33
4	Программа пополнения 4	481	60 606,00	53 085,97
5	Сравнение вышеуказанных сценариев показывает, что, хотя варианты с однократным и двукратным доукомплектованием имеют одинаковую общую установленную мощность, их общие затраты и дисконтированная стоимость превышают показатели сценария с тройным доукомплектованием, что не позволяет продемонстрировать значительные преимущества в плане			

затрат. Вариант с тройным пополнением и одиночным обменом обеспечивает безопасность проекта, но имеет самые высокие общие затраты и дисконтированную стоимость среди всех сценариев, предлагая низкую экономическую эффективность. Решение с четырехкратной зарядкой предлагает самую низкую общую установленную мощность и общие затраты, но его дисконтированная стоимость снижается лишь незначительно по сравнению с решением с трехкратной зарядкой, что дает незначительное улучшение в проекте проекта общих доходности. Учитывая такие факторы, как сложность строительства и монтажа на этапе эксплуатации и технического обслуживания, транспортные расходы, синергетическое

потребление энергии от оборудования для замены/дополнительной зарядки аккумуляторов, а также потери мощности, связанные

простоям, связанным со строительством и вводом в эксплуатацию, сценарий с тремя зарядками обеспечивает более оптимальный баланс между инвестиционными затратами и уровнем доходности. Поэтому сценарий с тремя зарядками будет использоваться для целей проектирования на данном этапе технико-экономического обоснования.

6.6.2.3.2 План интеграции системы накопления энергии

Текущий доминирующий подход к технологии накопления энергии «низковольтный преобразователь + система накопления энергии с повышением напряжения» можно разделить на централизованные и строчные решения. Централизованные энергонакопители используют оборудование PCS большой мощности для преобразования энергии. Системы на основе цепочек используют технологию группировки, заимствованную из фотоэлектрических систем на основе цепочек: для каждого кластера аккумуляторов проектируются модули управления кластером DC/DC, а для преобразования энергии параллельно используются несколько блоков PCS малой мощности. По сравнению с централизованными системами, системы накопления энергии на основе цепочек обладают следующими техническими характеристиками: а) Системы на основе цепочек позволяют осуществлять активное управление балансировкой на уровне кластеров с помощью модулей DC/DC. Благодаря технологии управления кластерами элементов виртуальное параллельное соединение кластеров элементов смягчает последствия несоответствия параллельного соединения, вызванного различиями между кластерами, обеспечивая независимое управление зарядом/разрядом для каждого кластера. Одновременно устранение разницы напряжений между соединенными параллельно кластерами принципиально предотвращает циркулирующие токи, что еще больше повышает безопасность системы. Благодаря этим характеристикам системы накопления энергии на основе цепочек поддерживают смешанное развертывание новых и старых аккумуляторов, частичную замену аккумуляторов или дозарядку модулей впоследствии. Это способствует снижению стоимости за киловатт-час на протяжении всего жизненного цикла системы накопления энергии

б) В централизованных системах накопления энергии используется централизованный PCS. Один сбой влияет на зарядку/разрядку всего контейнера, что приводит к увеличению времени на техническое обслуживание. Системы на основе цепочек используют модульную конструкцию PCS, ограничивая сбои отдельными модулями без их распространения. Система

работает с пониженной мощностью, что повышает эксплуатационную готовность и одновременно снижает эксплуатационные

и затрат на техническое обслуживание. При проектировании системы количество блоков PCS в системах на основе цепочек может быть сконфигурировано с резервированием, чтобы выходная мощность всей системы не зависела от отказа одного блока PCS.

Анализ показывает, что для плана дополнительного энергоснабжения данного проекта на этапе технико-экономического обоснования следует принять конструкцию PCS на основе цепочек. Чтобы удовлетворить будущие требования к работе местной энергосистемы, конструкция PCS должна включать в себя возможности формирования энергосистемы без необходимости использования дополнительного оборудования.

6.6.2.4 Техническое решение по аккумуляторным батареям

6.6.2.4.1 Сравнение технологий аккумуляторов

1. Сравнение отдельных элементов: 314 Ач против элементов другой

емкости 1) Сравнение основных параметров

- Емкость и энергетическая плотность: элемент емкостью 314 Ач обладает более высокой номинальной емкостью, обычно достигая энергетической плотности, превышающей 180 Вт·ч/кг, и объемной энергетической плотности около 395 Вт·ч/л. По сравнению с элементом емкостью 280 Ач (энергетическая плотность около 165 Вт·ч/кг, объемная энергетическая плотность около 351 Вт·ч/л) он предлагает значительные преимущества, повышая эффективность интеграции системы.

- Циклический ресурс: Современные элементы емкостью 314 Ач достигают до 8 000 циклов, а технологии следующего поколения, по прогнозам, превысят 10 000 циклов. Благодаря технологиям обогащения/добавления лития в катод, применяемым ведущими производителями, возможен еще более высокий циклический ресурс, что приводит к снижению общих затрат на жизненный цикл. Хотя некоторые другие элементы высокой емкости могут предлагать сопоставимый циклический ресурс, при оценке необходимо учитывать конкретные бренды и модели.

- Безопасность: Элементы хранения энергии, выпускаемые крупными производителями, прошли строгие испытания, включая проникновение иглы, сжатие и горение, а также получили международные сертификаты, что гарантирует надежную безопасность. Однако элемент емкостью 314 Ач обладает более обширной проверкой безопасности благодаря своей технологической зрелости и широкому внедрению на рынке.

2) Пригодность для конкретных сценариев применения

– Элементы емкостью 314 Ач: идеально подходят для модернизации существующих проектов, удовлетворяя кратко- и среднесрочные потребности в накоплении энергии (1–4 часа), а также для сценариев, в которых приоритетом является экономичность при низкой толерантности к техническим рискам. В настоящее время они являются основным выбором на рынке и широко используются в системах накопления энергии, подключенных к энергосети, а также в коммерческих и промышленных приложениях.

– Аккумуляторные батареи большей емкости: лучше подходят для новых крупномасштабных проектов по централизованному хранению энергии, задач длительного хранения (4 и более часов), сценариев, требующих высокой энергетической плотности и экономической эффективности, а также проектов, предполагающих технологическое провидение. Однако они требуют применения передовых технологий системной интеграции и подтвержденной практикой поддержки конкретных сценариев применения.

Вывод: элементы емкостью 314 Ач доминируют на современном рынке благодаря своей зрелой технологии и адаптивности. Элементы большей емкости представляют собой будущее техническое направление, подходящее для конкретных сценариев с высокими требованиями. Практический выбор должен основываться на комплексном анализе факторов, включая масштаб проекта, продолжительность хранения, бюджет затрат и допустимый уровень технического риска.

3) Стоимость и экономика

– По сравнению с элементами емкостью 280 Ач, элементы емкостью 314 Ач обеспечивают увеличение емкости на 12 % при тех же размерах, более высокую эффективность системной интеграции и позволяют снизить стоимость киловатт-часа более чем на 10 %, одновременно сокращая затраты на рабочую силу и оборудование.

– По сравнению с элементами емкостью 314 Ач, другие элементы большой емкости, требующие индивидуальной конструкции или специальных материалов, могут повлечь за собой дополнительные затраты, что требует комплексной оценки совокупных затрат на весь жизненный цикл.

2. Сравнение емкости батарейных шкафов: 5 МВт·ч против шкафов большей емкости 1)

Преимущества батарейных шкафов емкостью 5 МВт·ч

· Стандартизация и совместимость: батарейный шкаф емкостью 5 МВт·ч является в настоящее время основной конфигурацией, обеспечивающей высокую адаптивность и бесперебойную интеграцию с существующими системами накопления энергии. Это облегчает будущее расширение емкости и техническое обслуживание.

– Техническая зрелость: такие технологии, как жидкостное охлаждение и система управления батареями (BMS), хорошо

устоявшимися, что обеспечивает высокую безопасность и надежность. Аккумуляторные шкафы емкостью 5 МВт·ч с использованием элементами емкостью 314 А·ч широко используются в проектах по хранению энергии, подключенных к сети, а также в коммерческих и промышленных проектах. Шкафы большей емкости имеют меньше действующих проектов из-за их относительно недавней разработки.

– Экономическая эффективность: из-за несогласованности стандартов для батарейных шкафов большой емкости общая экономическая эффективность значительно варьируется. Учитывая зрелость шкафов емкостью 5 МВт·ч и их обширный опыт коммерческого внедрения, расчеты основаны на этой конфигурации. При текущих технических условиях шкафы емкостью 5 МВт·ч предлагают самую низкую стоимость за киловатт-час и оптимальную общую производительность.

2) Потенциал и проблемы шкафов с аккумуляторными батареями большей емкости

– Потенциал: будущие технологические инновации (например, элементы с более высокой плотностью энергии, более эффективное управление тепловым режимом) могут обеспечить увеличение емкости, улучшив системную интеграцию и экономическую жизнеспособность.

– Проблемы: решение проблем, связанных с увеличением сложности системы управления тепловым режимом, повышением сложности системы управления батареями (BMS) и увеличением сложности транспортировки и установки. Текущий уровень технической зрелости и количество примеров применения на рынке остаются ограниченными.

三、Рекомендации и перспективы

Учитывая, что тендеры на системы накопления энергии запланированы на 2028 год в условиях быстрого технологического прогресса, в тендерной документации следует четко указать следующее:

1) Требования к обновлению технологий: поощрять участников тендера предлагать решения, основанные на передовых технологиях (например, элементы с более высокой плотностью энергии, интеллектуальные системы управления батареями (BMS), новые схемы управления тепловым режимом), чтобы обеспечить ведущие показатели производительности и безопасности системы.

2) Совместимость и масштабируемость: Требовать, чтобы конструкция батарейных шкафов позволяла размещать как батареи текущей основной емкости (например, 5 МВт·ч), так и батареи большей емкости при будущем обновлении, поддерживая модульное расширение.

3) Проверка безопасности и надежности: усилить требования к испытаниям и сертификации требований к тестированию и сертификации в отношении безопасности элементов и батарейных шкафов, срока службы, адаптируемости к условиям окружающей среды и других показателей для обеспечения долгосрочной стабильной работы. В целом, элементы емкостью 314 Ач и батарейные шкафы емкостью 5 МВт·ч на данный момент представляют собой зрелые и экономически эффективные решения, хотя будущие технологические итерации заслуживают внимания. Рекомендуется, чтобы в рамках тендерных процедур предложения гибко корректировались с учетом последних технологических разработок для удовлетворения быстро меняющихся потребностей рынка систем накопления энергии.

6.6.2.4.2 Отдельные элементы и аккумуляторные модули

На текущем этапе данного проекта используются безопасные, надежные и высокоэффективные литий-железо-фосфатные аккумуляторы с увеличенным сроком службы. Ключевые технические характеристики включают скорость заряда/разряда 0,5С, номинальную емкость 314 Ач, номинальное напряжение 3,2 В, рабочий диапазон напряжения 2,8–3,6 В и коэффициент полезного действия аккумулятора $\geq 93\%$. Эти аккумуляторы обладают следующими преимуществами:

- Сверхширокий диапазон температур разряда: от $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ Энергетическая плотность

$\geq 180\text{ Вт}\cdot\text{ч/кг}$

Высокая безопасность и надежность

Теоретический ресурс, превышающий 6 000–8 000 циклов Энергоэффективность элемента

$\geq 93\%$

Технические параметры аккумуляторной батареи приведены в таблице 6.6-2. Таблица 6.6-2

Технические параметры аккумуляторного модуля

	Параметр	Характеристика
	Номинальная емкость	314 А·ч
	Номинальное напряжение	3,2 В
	Энергоэффективность	$\geq 93\%$
	Зарядка/разрядка	3,6 / 2,8 В
	Напряжение отключения	
	Рабочая температура	$-25 \sim 55\text{ }^{\circ}\text{C}$

	Параметр	Технические
	Номинальная мощность	0,5C
	Внешний вид батареи	Призматический Алюминиевый корпус

Модуль аккумулятора состоит из 52 отдельных элементов, сконфигурированных в схеме 1P52S, с емкостью 52,249 кВт·ч. Номинальное напряжение составляет 166,4 В постоянного тока, а рабочий диапазон напряжения — 145,6–187,2 В постоянного тока. Модуль оснащен блоком сбора данных системы управления батареями (BMS) для мониторинга таких параметров, как напряжение и температура, а также включает в себя такие функции, как балансировка элементов и управление вентиляторами.

Батареинные модули соединяются последовательно, образуя батарейные шкафы (кластеры). Параллельные соединения внутри кластера запрещены. В данном проекте используется 8 аккумуляторных модулей, соединенных последовательно (1P416S), образующих аккумуляторный шкаф (кластер) емкостью 372,74 кВт·ч, с номинальным напряжением 1331,2 В постоянного тока и диапазоном рабочего напряжения 1164,8–1497,6 В постоянного тока. Вывод питания осуществляется наружу через высоковольтный распределительный блок внутри шкафа.

Таблица 6.6-3 Технические параметры аккумуляторного модуля:

Иллюстрация	Пункт		Параметр/Настройка
 (только для справки)	Настройка	-	1P52S
	Номинальная мощность	-	0,5C
	Тип элемента	-	LFP 314 Ач
	Основные компоненты	-	52 элемента, модуль BMS
	Номинальная энергия	кВт·ч	52,249
	Номинальная мощность заряда/разряда	кВт	26,1245
	Мощность		
	Энергоэффективность	-	≥ 94%
	Номинальное напряжение	В	166,4
	Рабочее напряжение	В	145,6 ~ 187,2

	Диапазон		

Таблица 6.6-4 Технические параметры аккумуляторного блока:

Иллюстрация	Параметр		Параметр/Конфигурация
 (только для справки)	Конфигурация	-	1P416S
	Номинальная мощность	-	0,5C
	Тип элемента	-	1P*52S*8
	Основные компоненты	-	417,996
	Номинальная мощность	кВт·ч	208,998
	Номинальная зарядка/разрядка Мощность	кВт	≥95%
	Энергоэффективность	-	1331,2
	Номинальное напряжение	В	1164,8–1497,6

6.6.2.4.3 Решение для системы управления аккумуляторной батареей

Система управления аккумуляторной батареей (BMS) осуществляет непосредственный мониторинг напряжения, тока и температуры аккумулятора. На основе этих показаний она оценивает недоступные для наблюдения параметры состояния, такие как степень заряда (SOC), что позволяет осуществлять комплексное управление аккумуляторной батареей на протяжении всего ее жизненного цикла. При обнаружении аномалий система незамедлительно отключает цепь заряда/разряда, выдает предупреждения и выполняет онлайн-балансировку отдельных элементов. Основная задача BMS заключается в построении точной численной модели аккумулятора в допустимых временных пределах на основе данных напряжения, тока и температуры, получаемых при прямом мониторинге, что позволяет точно оценивать такие параметры, как SOC. Она также включает реализацию эффективного и точного управления балансировкой для каждого отдельного элемента (), чтобы обеспечить стабильность во время работы аккумулятора. Система управления аккумуляторной батареей (BMS) для данного проекта использует трех

уровневую архитектуру, состоящую из блока управления батареей (BMU), блока батарейного кластера (BCU) и блока сборки батареи (BAU). BMU собирает данные о напряжении

и температуры из блока элементов батареи. Блок BCU контролирует данные о напряжении и ток по кластерам батарей, управляет реле цепей, получает данные от BMU и объединяет информацию для передачи в BAU. BAU управляет всеми батареями в каждом кластере, выполняет оценку состояния и взаимодействует с PCS, EMS или локальной системой мониторинга.

Система BMS обеспечивает высокоточное обнаружение и сигнализацию аналоговых сигналов, а также сигналов тревоги, загрузкой загрузку и хранение, защита защита, настройка параметров, пассивная балансировка, калибровка SOC для аккумуляторных батарей и обмен информацией с другим оборудованием.

Система управления батареями (BMS) обеспечивает комплексные измерения в режиме реального времени и защиту литиевых батарей в системе накопления энергии. Она предоставляет данные измерений, включая напряжение отдельных элементов, температуру отдельных элементов, температуру клемм кабелей, напряжение элементов в кластере, ток элементов в кластере, SOC элементов в кластере и SOH элементов в кластере. Она включает в себя логику ограничения заданных значений, взаимосвязанную с процессом главного терминала управления, для обеспечения защиты батареи.

6.6.2.4.3 Решение системы управления аккумуляторной батареей

Система управления аккумуляторной батареей BMS непосредственно контролирует напряжение, ток и температуру аккумулятора. На основе этих показаний она оценивает ненаблюдаемые параметры состояния, такие как степень заряда (SOC), что позволяет осуществлять комплексное управление аккумулятором на протяжении всего процесса. При обнаружении аномалий она незамедлительно отключает цепь заряда/разряда, выдает предупреждения и выполняет онлайн-балансировку отдельных элементов. Основная задача BMS заключается в построении точной численной модели аккумулятора в допустимых пределах вычислительного времени на основе данных напряжения, тока и температуры, контролируемых напрямую, что позволяет точно оценивать такие параметры, как SOC. Она также включает в себя реализацию эффективного и точного управления балансировкой отдельных элементов для обеспечения стабильности во время работы аккумулятора.

Система управления батареями (BMS) для данного проекта использует трехуровневую архитектуру, состоящую из блока управления батареями (BMU), блока батарейного кластера

(BCU) и блок сборки батареи (BAU). Блок управления батареями (BMU) собирает данные о напряжении и температуре

из блока элементов батареи. БКУ контролирует данные о напряжении и токе по всем кластерам батареи, управляет реле цепей, получает данные от БУУ и объединяет информацию для передачи в БСБ. БСБ управляет всеми элементами в каждом кластере, выполняет оценку состояния и взаимодействует с ПКС, УЭС или локальной системой мониторинга.

Система BMS обеспечивает высокоточное обнаружение и регистрацию аналоговых сигналов, а также подачу сигналы тревоги, загрузку и хранение, защита защита, настройка параметров, пассивная балансировка, калибровка SOC для аккумуляторных батарей и обмен информацией с другим оборудованием.

Система управления батареями (BMS) обеспечивает комплексные измерения в режиме реального времени и защиту литиевых батарей в системе накопления энергии. Она предоставляет данные измерений, включая напряжение отдельных элементов, температуру отдельных элементов, температуру клемм кабелей, напряжение элементов в кластере, ток элементов в кластере, SOC элементов в кластере и SOH элементов в кластере. Она включает в себя логику ограничения заданных значений, взаимосвязанную с процессом главного терминала управления, для обеспечения защиты батареи.

6.6.2.4.4 Интеллектуальный контроллер накопления энергии (PCS)

Интеллектуальный контроллер накопления энергии (PCS) является ключевым компонентом, обеспечивающим преобразование переменного/постоянного тока и двунаправленный поток энергии. Строковый PCS имеет модульную конструкцию для установки на открытом воздухе, а его общий расчетный срок службы составляет 25 лет. Он не требует контейнерной защиты, что эффективно снижает сложность монтажа на месте и эксплуатационного обслуживания.

Параметры контроллера PCS мощностью 210 кВА при 45 °C приведены в таблице ниже:

Таблица 6.6-6 Технические характеристики контроллера PCS мощностью 210 кВА

Категория	Параметр	Характеристика
Сторона постоянного тока	Максимальное напряжение постоянного тока	1500 В
	Минимальное напряжение постоянного тока	1000 В
	Диапазон рабочего напряжения постоянного тока	1000—1500 В

	Максимальный ток постоянного тока	212,8 А
Сторона переменного тока	Выходная мощность переменного тока	210 кВА при 45 °С, 231 кВА при 30 °С
	Номинальное напряжение переменного тока	690 В
	Диапазон рабочего напряжения переменного тока	621—759 В
	Номинальная частота / Диапазон частот	50 Гц / 45–55 Гц, 60 Гц / 55 — 65 Гц
	Коэффициент гармонических искажений	< 3 %
	Коэффициент мощности	1 опережающий — 1 запаздывающий
Коэффициент	Коэффициент полезного действия	99%
Защита	Защита от обратной полярности постоянного тока	Поддерживается
	Защита от короткого замыкания в цепи переменного тока	Поддерживается
	Защита от утечки	Поддерживается
	Защита от перенапряжения	Тип II постоянного тока / Тип II переменного тока
	Мониторинг сети	Поддерживается
	Мониторинг изоляции	Поддерживается
	Защита от перегрева	Поддерживается
Общие параметры	Габаритные размеры (Ш×В×Г)	790×235×880 мм
	Вес	(85±5) кг
	Степень защиты	IP66
	Рабочая температура окружающей среды	от -30 до 60 °С (снижение номинальных характеристик при температуре выше 45 °С)
	Допустимый диапазон относительной влажности	от 0 до 100 % (без конденсации)
	Способ охлаждения	Жидкостное охлаждение
	Максимальная высота над уровнем моря	4000 м
	Дисплей	Приложение
	Связь	Ethernet
	Соответствие	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4
	Поддержка сети	L/HVRT, FRT, Управление активной/реактивной мощностью, управление наклоном мощности, напряжение-реактивная мощность, напряжение-активная мощность, частота-активная мощность

6.6.2.4.5 Локальный контроллер

Рынок и сценарии применения систем накопления энергии быстро

растут как по разнообразию, так и по сложности. Многочисленные варианты комбинаций аккумуляторных и комбинаций PCS приводят к появлению различных конструкций систем терморегулирования, отличной логике управления работой системы и различной балансировке SOC подсистем, что еще больше усложняет проектирование BESS. Для упрощения управления в каждый блок BESS устанавливается локальный контроллер. С помощью локальных контроллеров систему накопления энергии можно рассматривать как единое целое, а не как совокупность отдельных компонентов. Локальный контроллер упрощает внешние интерфейсы системы накопления энергии и помогает поставщикам EMS реализовывать стратегии управления системой.

Локальный контроллер облегчает интеграцию связи между различными устройствами в системе накопления энергии, управляет неисправностями и сигналами тревоги, обеспечивает параллельное управление двумя или более блоками PCS и предоставляет универсальный интерфейс связи для системы.

Как показано ниже, локальный контроллер собирает и передает информацию в режиме реального времени от таких устройств, как PCS и аккумуляторные системы, входящих в систему накопления энергии, через Ethernet-соединения. Одновременно система управления энергопотреблением (EMS) может управлять системой накопления энергии через локальный контроллер. В рамках своих полномочий локальный контроллер управляет процессами запуска и остановки различных устройств в системе, обеспечивает защиту и управление аварийными сигналами, а также распределение мощности между различными подсистемами накопления энергии.

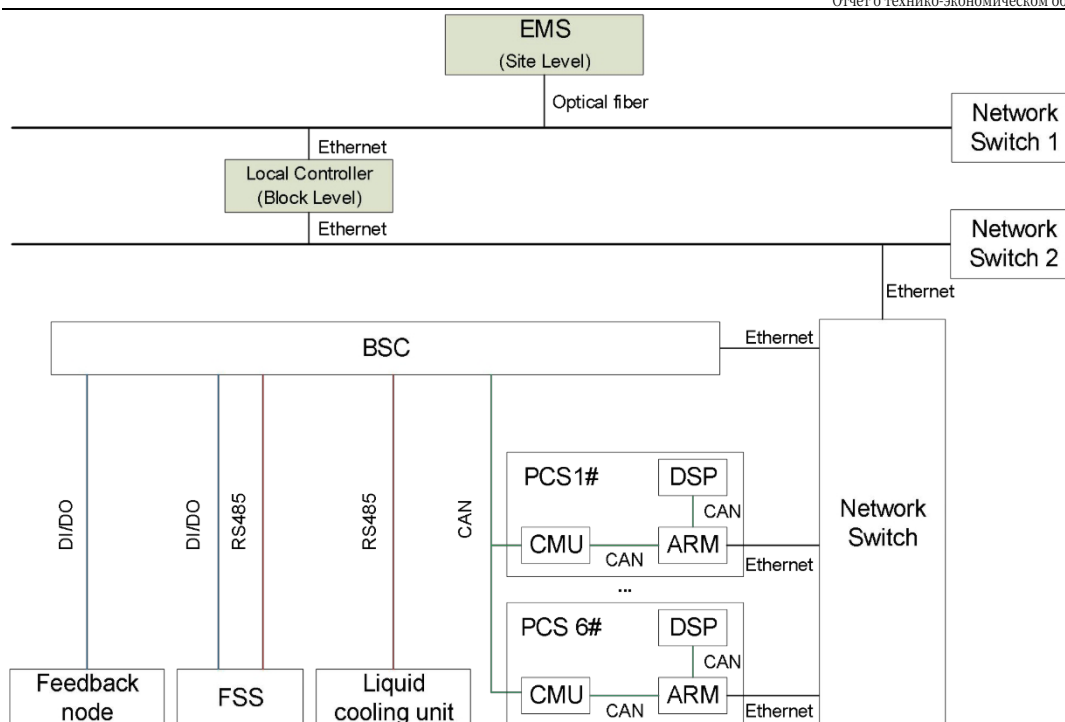


Рисунок 6.6-4 Структура системной связи с локальным контроллером. Локальный контроллер обладает следующими функциями:

(1) Мониторинг аккумуляторной батареи и системы PCS. (2)

Мониторинг вспомогательного оборудования.

(3) Распределение мощности между подсистемами. (4) Управление защитой и сигнализацией. (5) Балансировка подсистем.

(6) Предоставление интерфейса сбора данных и управления системой накопления энергии для системы управления энергопотреблением (EMS).

6.6.2.4.6 Выбор схемы размещения системы накопления энергии

Аккумуляторы системы накопления энергии, PCS, повышающие трансформаторы и т. д. могут размещаться в наружных шкафах или в шкафах, не предназначенных для наружной установки (т. е. устанавливаться внутри зданий или сооружений). Преимущества и недостатки обоих вариантов размещения приведены в таблице ниже:

Таблица 6.6-7 Сравнение схем размещения аккумуляторных батарей системы накопления энергии

Способ размещения	Преимущества	Недостатки
	Короткий срок строительства; Высокая	

Наружные шкафы	интеграция системы; минимальная объем работ по монтажу, вводу в эксплуатацию и техническому обслуживанию на объекте; Четкое противопожарное разделение помещений; Единые интерфейсы	Отчет о технико-экономическом обосновании Ограниченный выбор производителей комплектующих для накопителей энергии; Высокая стоимость накопителей энергии.
Здания/сооружения	Наличие множества производителей аксессуаров для накопителей энергии; Требуется тщательная координация связи между аппаратными, что негативно сказывается на управлении процессами.	Длительный цикл строительства; Гражданское строительство в значительной степени зависит от факторов окружающей среды; Значительная нагрузка на персонал при монтаже, вводе в эксплуатацию и последующем техническом обслуживании работы.

Поэтому для данного проекта рекомендуется использовать шкаф для наружной установки.

6.6.2.4.7 Решение для контейнеров с аккумуляторными батареями

Каждый контейнер для аккумуляторных батарей в рамках данного проекта имеет емкость со стороны постоянного тока 5 МВт·ч и оснащен литий-железо-фосфатными аккумуляторами. Основная функция контейнера заключается в объединении аккумуляторного блока, шкафа управления аккумуляторами, системы блокировки пожарной сигнализации, системы контроля температуры и влажности, системы управления аккумуляторной батареей (BMS) и оборудования связи в одном стандартном контейнере. В проекте используются 20-футовые стандартные контейнеры. Этот стандартный контейнер оснащен собственной независимой системой контроля температуры и влажности, системой изоляции, системой огнезащиты, системой автоматической пожарной сигнализации и блокировки противопожарной защиты, системой аварийной эвакуации, системой реагирования на чрезвычайные ситуации, системой видеонаблюдения и другими системами автоматического управления и обеспечения безопасности.

1) Конструкция корпуса аккумуляторной батареи

Контейнер предварительно спроектирован с использованием устойчивой к погодным условиям стальной рамы

+ стекловолоконной конструкцией, с предварительным классом защиты IP54. Контейнер для аккумуляторов обладает следующими функциями:

(1) Функция теплоизоляции

Панели стен и двери контейнера обработаны теплоизоляционными

. В условиях окружающей среды, когда разница температур между внутренней и внешней сторонами отсека составляет 55 °С, коэффициент теплопередачи не превышает 1,5 Вт/(м²·°С).

(2) Коррозионная стойкость

Несущий каркас контейнера проходит обработку покрытием. В реальных условиях эксплуатации внешний вид, механическая прочность и коррозионная стойкость контейнера гарантированно соответствуют требованиям 25 лет практической эксплуатации.

(3) Водонепроницаемость

Конструкция контейнера предотвращает скопление воды на крыше. Все швы должным образом сварены и герметизированы для предотвращения просачивания и утечки воды. На крыше контейнера не скапливается вода, не происходит утечек и не допускается проникновение воды. Боковые стенки не пропускают дождевую воду, а дно не допускает просачивания воды.

(4) Функция защиты от пыли

Вентиляционные отверстия контейнера и воздухозаборники оборудования имеют конструкцию, устойчивую к воздействию ветра и песка. Внешние вентиляционные отверстия оснащены защитными решетками, а с внутренней стороны установлены стандартные вентиляционные фильтры. Эти фильтры имеют моющуюся съемную конструкцию, которая эффективно предотвращает попадание пыли в контейнер при сильном ветре и песчаных бурях. Конструкция решеток также предотвращает проникновение мелких животных и обратный поток внешнего воздуха.

(5) Противопожарная защита

Конструкция корпуса контейнера, теплоизоляционные материалы, а также материалы внутренней и внешней отделки являются огнестойкими. Отсек сохраняет огнестойкость в течение не менее 2 часов.

Все осветительные приборы, выключатели, розетки, камеры, датчики и контроллеры пожарной сигнализации внутри контейнера для аккумуляторных батарей должны соответствовать требованиям взрывозащиты.

(6) Сейсмостойкость

Перед отправкой с завода контейнеры должны пройти испытания на подъем, нагрузку и качение, чтобы гарантировать, что механическая прочность контейнера и его внутреннего оборудования соответствует требованиям при транспортировке и сейсмических условиях, предотвращая такие сбои, как деформация, функциональные нарушения или отказ в работе после вибрации.

(7) Функция защиты от взлома

Двери и замки контейнера имеют конструкцию с пятиуровневой системой защиты. Открытие двери контейнера для аккумуляторов должно осуществляться в соответствии с рабочими процедурами пятиуровневой системы защиты, чтобы обеспечить безопасную работу оборудования в зонах под напряжением.

Для повседневного доступа персонал по техническому обслуживанию должен открывать дверь снаружи. Внутренняя дверь оснащена амортизирующими и уплотняющими устройствами, а также ручками и скрытыми болтами. Она оборудована встроенным навесным замком, который защищен от дождя, заклинивания и ржавчины, обеспечивая как водонепроницаемость, так и защиту от взлома.

2. Система контроля температуры и влажности

В аккумуляторном отсеке используется система жидкостного охлаждения, включающая блок жидкостного охлаждения с 50-процентным раствором этиленгликоля в воде в качестве хладагента. Компрессорная холодильная система внутри блока обменивается теплом с вторичным хладагентом через теплообменники. Компьютерная система управления логически регулирует выходную температуру системы жидкостного охлаждения на основе сигналов обратной связи от главного компьютера, а также температуры и давления воды в блоке. Чтобы предотвратить замерзание аккумуляторного отсека во время длительных отключений электроэнергии в холодные зимние условия и обеспечить возможность запуска системы при низких температурах, в аккумуляторном отсеке предусмотрена система электрического обогрева для подогрева жидкого хладагента. Это защищает систему аккумуляторных батарей от неблагоприятных последствий низких температур окружающей среды.

3. Система противопожарной защиты

Автоматическая система пожаротушения аккумуляторного отсека включает

датчики температуры, детекторы дыма, детекторы горючих газов, контроллер пожарной сигнализации контроллером и устройствами пожаротушения на основе перфторгексана. Литиевые батареи выделяют горючий водород и СО до начала теплового разгона. Детектор горючих газов отслеживает эти газы, предшествующие тепловому разгону, запуская сигнализацию и немедленно отключая переключатели заряда/разряда. Компоненты конфигурируются в соответствии с функциональными требованиями. Детекторы горючих газов используют инфракрасные оптические или каталитические методы обнаружения, исключая открытое пламя. Каждый аккумуляторный отсек оснащен детекторами горючих газов, детекторами дыма и датчиками температуры по мере необходимости, установленными на потолке отсека. Снаружи двери отсека установлены звуковые/визуальные сигнализаторы, кнопки аварийного запуска/остановки и индикаторные лампы спринклеров. Звуковой/визуальный сигнализатор также установлен внутри двери контейнера.

Конструкция системы управления пожаротушением включает автоматическое управление, локальное ручное управление и дистанционное управление.

Автоматическое управление: 1. Когда система пожаротушения отсека работает в автоматическом режиме, если главный контроллер пожаротушения отсека обнаруживает сигнал предупреждения уровня

2 или 3 от датчика теплового разгона, указывающего на неисправность работе условия , приводящее к образованию горючие газы или аномалии температуры — контроллер выдает предупреждающий сигнал 1-го уровня. Это приводит к одновременной активации внутренних и внешних звуковых/визуальных сигналов тревоги и запуску вытяжного вентилятора. 2. Если контроллер противопожарной системы отсека обнаруживает предупреждающий сигнал 4-го уровня от одного датчика теплового разгона и предупреждающий сигнал от другого датчика температуры (указывающий на возгорание аккумулятора), контроллер выдает предупреждающий сигнал пожара 2-го уровня. Это запускает внутреннюю и внешнюю звуковую/визуальную сигнализацию станции, активирует цепь аварийной остановки, отключает вытяжной вентилятор и запускает систему пожаротушения. 3. Во время тревоги 2-го уровня огнетушители переходят в состояние отложенной активации с задержкой от 0 до 30 секунд. По истечении задержки панель управления пожаром в отсеке посылает электрический сигнал системе пожаротушения на основе перфторгексана, одновременно активируя

индикатор «Не входить» в отсеке. По завершении срабатывания подача электрического сигнала запуска на устройство пожаротушения с перфторгексаном прекращается, и устанавливается неисправность «Использовано устройство пожаротушения с перфторгексаном». Звуковая/визуальная сигнализация и индикатор «Не входить после выпуска газа» остаются постоянно включенными.

Локальное ручное управление: если персонал подтверждает наличие пожара, а автоматическое управление не сработало, нажатие ручного аварийного выключателя запуска/останова для соответствующей пожарной зоны запускает пожарную цепь, активируя систему пожаротушения. Получив сигнал ручного запуска, главный блок управления пожаротушением в отсеке выполняет заранее заданную логику запуска огнетушителя, одновременно активируя внутреннюю и внешнюю звуковую/визуальную сигнализацию и переключаясь на цепь аварийной остановки. После 30-секундной задержки главный блок управления пожаротушением внутри отсека посылает электрический сигнал запуска системе пожаротушения перфторгексаном, одновременно активируя индикатор «Не входить после выпуска газа». По завершении последовательности запуска электрический сигнал запуска, поступающий в систему пожаротушения на основе перфторгексана, прекращается, и система переводится в состояние неисправности «Использовано». Звуковые и визуальные сигналы тревоги, а также индикатор «Не входить после выпуска газа» останутся постоянно активированными или включенными.

Дистанционное управление: на основании отображаемой информации о тревоге нажмите кнопку запуска на шкафу управления пожарной сигнализацией подстанции для реализации функции дистанционного ручного запуска/останова. Это позволяет дистанционно управлять запуском/остановом полного затопления соответствующего аккумуляторного отсека.

Система пожаротушения по умолчанию работает в автоматическом режиме. При обнаружении пожара и выпуске газа сигнал пожарной тревоги передается в систему мониторинга через сухой контакт блокировки системы пожаротушения. Одновременно устройство электрической блокировки отключает распределительные шкафы внутри аккумуляторного контейнера и те, которые подключены к системе электропитания.

4. Система видеонаблюдения

Восемнадцать наружных купольных камер видеонаблюдения распределены по всей площадке хранения энергии для обеспечения комплексного мониторинга оборудования. Эти камеры получают питание от выделенного трансформатора ближайшей бустерной кабины и подают видеосигналы на кольцевой сетевой коммутатор системы видеонаблюдения бустерной кабины. После формирования кольцевой сети сигналы передаются на сервер системы видеонаблюдения площадки хранения энергии.

6.6.2.5 Выбор повышающей подстанции для объекта накопления энергии

Кабина повышающего трансформатора для системы накопления энергии объединяет трансформаторы сухого типа, отсеки среднего напряжения 35 кВ и шкафы управления распределением электроэнергии в единое устройство. Она предлагает значительные преимущества в плане системной интеграции, адаптируемости к окружающей среде, общих инвестиционных затрат и быстрой установки/ввода в эксплуатацию. Для согласования с системой аккумуляторных батарей для накопления энергии в данном проекте используется централизованная кабина повышающего трансформатора мощностью 5 МВА, сконфигурированная с системой аккумуляторных батарей для формирования системы 0,5С.

Габаритные размеры повышающей камеры 5 МВА (мм): 6058 (Д) × 2438 (Ш)
× 2896 (В) (фактические размеры зависят от окончательного проекта).

Схема основной электрической проводки выглядит следующим образом:

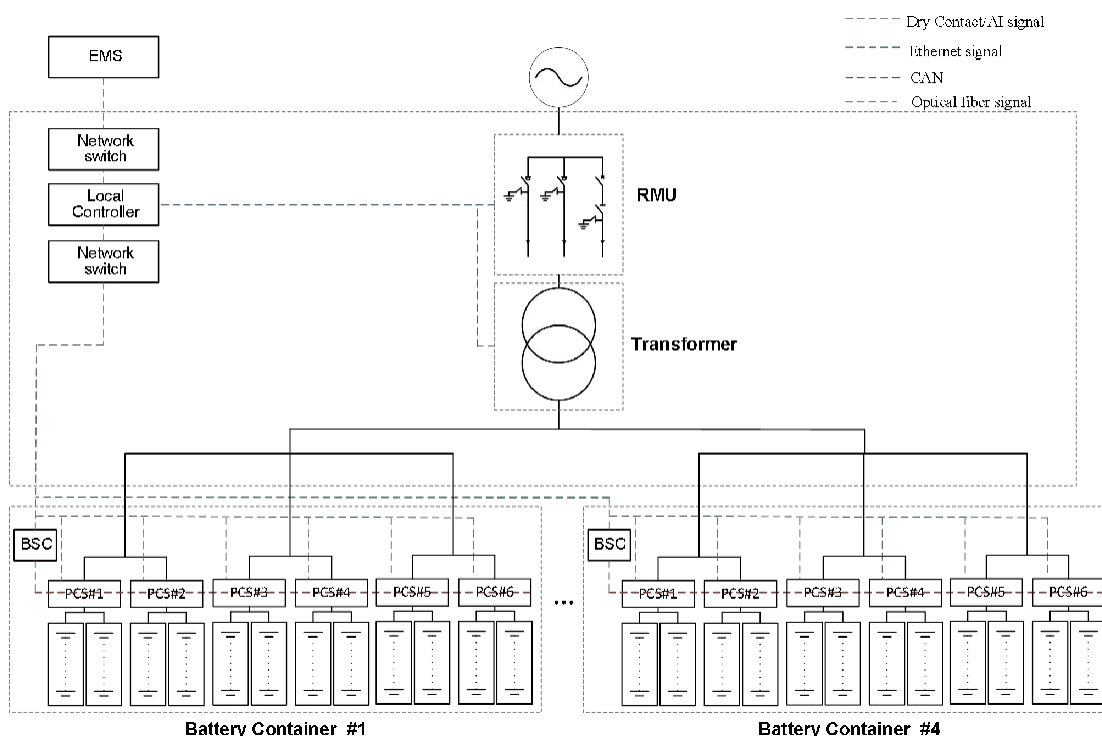


Рисунок 6.6-5 Схема основной электрической проводки повышающей камеры

Кабина подстанции оснащена одним устройством защиты и управления подстанцией, которое выполняет функции управления, защиты, измерения и сбора сигналов в соответствии с применимыми правилами и стандартами. Это устройство собирает сигналы с подстанции и передает их через кольцевую оптоволоконную сеть на сервер мониторинга подстанции на повышающей подстанции, обеспечивая удаленный мониторинг.

Ключевые функции мониторинга и управления включают: - Сбор данных о трехфазном токе и напряжении на стороне низкого напряжения - Сбор сигналов о положении и состоянии внутреннего оборудования - Сигналы тревоги о высокой температуре и сигналы отключения при перегреве Интеллектуальный блок защиты поддерживает сбор аналоговых сигналов (ток, напряжение, температура) как на стороне высокого, так и низкого напряжения, а также защиту от перегрузки по току и защиту от неэлектрических величин.

В данном проекте используются трансформаторы сухого типа, установленные в повышающей

камере повышающего отсека. Обмотки трансформатора залиты тонкослойной эпоксидной смолой, что обеспечивает превосходную изоляцию, высокую стойкость к короткому замыканию и высокую стойкость к импульсам молнии. Используемая при заливке эпоксидная смола отличается превосходными характеристиками, рациональной конструкцией и передовыми технологиями производства, что приводит к низким уровням частичных разрядов и минимальному шуму. Она является огнестойкой, самозатухающей, влагостойкой и обеспечивает отличное рассеивание тепла, не требуя технического обслуживания и не создавая загрязнения. Продукт отличается компактными размерами и низким уровнем шума. Каждая обмотка оснащена системой автоматического контроля температуры и защиты во время работы. Сердечник и зажимные элементы проходят специальную обработку защитной смолой, что придает им эстетичный внешний вид. Низковольтные обмотки выполнены в виде фольгированных, в то время как высоковольтные обмотки имеют сегментированную многослойную цилиндрическую структуру. Такая конструкция обеспечивает сбалансированное распределение витков, минимизирует паразитный магнитный поток, повышает механическую прочность и обеспечивает высокую стойкость к короткому замыканию. Оснащенный малозумными вентиляторами охлаждения и интеллектуальными регуляторами температуры, трансформатор сухого типа оснащен сигнализацией неисправностей и перегрева, защитой от запуска/останова и поддерживает удаленный мониторинг на базе микрокомпьютера.

Табл. 6.6-8 Таблица технических параметров комбинированного повышающего трансформаторного подстанции

№	Основные показатели	Технические параметры
1	Тип трансформатора	SCB13-5140/37
2	Номинальная мощность	5140 кВА
3	Рабочая температура Диапазон	-40 °C ~ +60 °C
4	Диапазон рабочей влажности	0%-100%
5	Номинальное напряжение	$37 \pm 2 \times 2,5\%$ / 0,69 кВ;
6	Максимальное напряжение оборудования	40,5 кВ
7	Регулировка реактивной мощности диапазон	-105%~105%
8	Коэффициент мощности	>0,99
9	Номинальная частота	50 Гц
№	Основные показатели	Технические параметры
10	Диапазон частоты электросети	45-55 Гц
11	Группа подключения обозначение	D/y11
12	Импеданс	8%
13	Степень защиты	IP55

14	Метод регулирования напряжения	Напряжение без возбуждения Регулирование
15	Потери без нагрузки (кВт)	Соответствует стандарту GB/T10228
16	Высота над уровнем моря	<5000 м
17	Внешняя связь Протокол	Modbus TCP, IEC104, IEC61850
18	Способ охлаждения	AN/AF
19	Класс изоляции	Класс F
20	Повышение температуры	Соответствует требованиям национальных стандартов

6.6.2.6 Утилизация и хранение отработавших аккумуляторных батарей Аккумуляторные батареи, требующие утилизации в связи с окончанием срока службы или случайным повреждением, подлежат надлежащему извлечению и экологически безопасной переработке извлеченного оборудования или компонентов. Для данного этапа рекомендуется два подхода к утилизации, причем окончательный метод определяется с учетом состояния батареи состояния батареи и местных технических возможностей по окончании срока эксплуатации объекта накопления энергии.

Для утилизации аккумуляторов рекомендуются следующие два подхода к переработке:

I. Вторичное использование: Разборка выведенных из эксплуатации модулей аккумуляторных батарей на отдельные элементы. Проведение испытаний емкости с учетом количества циклов заряда-разряда, затем классификация по остаточной стоимости на категории A/B/C для повторного использования на вторичных рынках. Когда использование на вторичных рынках становится невозможным, необходимо оценить, оправдывает ли остаточная стоимость элементов их утилизацию.

2. Переработка: в основном используются гидрометаллургические процессы для извлечения

сульфата лития-железа-марганца. Технологический процесс включает измельчение до состояния черного порошка

с последующей гидрометаллургической переработкой для извлечения лития. Данный процесс сопровождается потерями, при этом текущий коэффициент извлечения лития составляет около 80 % (измельчение

+ рафинирование). Ценообразование на остаточную стоимость тесно связано с преобладающими ценами на рынке металлов.

Батареиные модули, выведенные из эксплуатации или требующие технического обслуживания в связи с внутренними недостатками конструкции или эксплуатационных характеристик в течение гарантийного срока, должны утилизироваться производителем системы накопления энергии. Отработанные аккумуляторные батареи из систем накопления энергии после окончания срока службы будут утилизироваться специализированными, квалифицированными сторонними компаниями. Это включает демонтаж на месте, погрузку, транспортировку батарей за пределы объекта и переработку отработанных аккумуляторных батарей на специально предназначенных для этого объектах. После утилизации сторонняя компания-переработчик должна предоставить соответствующие отчеты и декларации об утилизации батарей.

Меры по хранению аккумуляторов: Отработанные аккумуляторы, временно хранящиеся на территории электростанции с накопителями энергии, должны быть классифицированы и храниться отдельно; складирование на открытом воздухе запрещено. Поврежденные отработанные аккумуляторы должны храниться отдельно. Перед хранением отработанные литий-ионные аккумуляторы должны пройти испытания на безопасность, храниться вдали от света, а температура среды хранения должна контролироваться для предотвращения рисков загрязнения окружающей среды, вызванных самовозгоранием из-за высоких температур.

6.6.3 Электрическая часть системы накопления энергии

6.6.3.1 Основная электросеть

На данном этапе проекта предусмотрено строительство одной новой централизованной системы накопления энергии мощностью 180 МВт/360 МВт·ч с продолжительностью непрерывной разрядки не менее 2 часов при номинальной мощности. Вся станция оснащена 36 блоками накопления энергии, каждый из которых имеет номинальную мощность 5 МВт/10 МВт·ч. Электроэнергия, генерируемая каждым блоком, повышается до 35 кВ, при этом четыре сборные линии подают энергию на шину 35 кВ внутри повышающей подстанции. Поскольку средневольтовая часть системы накопления энергии

накопления энергии интегрирована и спроектирована единообразно в пределах повышающей подстанции, конфигурация стороны 35 кВ и электрической системы подстанции подробно описана в разделе 6.1.

Станция энергонакопительной системы имеет автономное электроснабжение. Резервное питание для критически важных нагрузок, таких как системы пожарной сигнализации, берется от трансформатора станционного питания.

Оборудование для накопления энергии в рамках данного проекта расположено на западной стороне повышающей подстанции, а сборные линии системы накопления энергии проложены методом прямой заглубленной укладки. На данном этапе проекта, исходя из расположения оборудования для накопления энергии, к помещению распределительного устройства 35 кВ подключено в общей сложности четыре сборные линии. Токонесущая способность проводников выбирается исходя из максимального тока цепи с учетом коэффициента понижения номинальной мощности.

(1) Выбор кабельного типа сборной цепи

Учитывая метод прокладки кабельных сборных линий непосредственно в грунт, рекомендуется использовать кабели со стальной ленточной броней. По сравнению с кабелями с алюминиевым жилым кабелем с медным жилым кабелем обладают техническими преимуществами, включая более низкое удельное сопротивление, меньшие потери, устойчивость к окислению и коррозии, более простую прокладку, более высокую прочность, более длительный срок службы и более низкий уровень отказов. С технической точки зрения кабели с алюминиевым жилым кабелем уступают кабелям с медным жилым кабелем. Поэтому в данном проекте рекомендуется использовать огнестойкие силовые кабели с медным жилым кабелем, с сшитой полиэтиленовой изоляцией и морозостойкой полиэтиленовой оболочкой, модели ZC-YJY22-26/35.

(2) Выбор трассы прокладки кабеля

При выборе трассировки кабеля необходимо в полной мере учитывать следующие принципы:

- 1) Сделать сборные линии как можно короче;
- 2) обеспечить равномерное распределение коробчатых трансформаторов по контурам сборных цепей;
- 3) Свести к минимуму пересечения между сборными линиями и другими трубопроводами;

(3) Выбор сечения кабельных шинопроводов

-Проверка тепловой устойчивости

Уровень короткого замыкания для распределительного устройства 35 кВ в данном проекте выбран равным 31,5 кА. На основании расчетов тепловой устойчивости минимальная площадь поперечного сечения для кабелей с медным жилым составляет $3 \times 500 \text{ мм}^2$.

-Проверка токонесущей способности

Выбор площади сечения кабеля в первую очередь зависит от его токонесущей способности и поправочных коэффициентов. Поправочные коэффициенты для кабелей, проложенных в воздушной среде, в основном включают коэффициенты для параллельной прокладки нескольких кабелей и температуры окружающей среды.

Объект проекта расположен в Осаковском районе Сакаинской области, Казахстан, где максимальная летняя температура составляет около 40 °С. Поправочный коэффициент температуры окружающей среды принят равным 1.

Поправочный коэффициент для параллельной прокладки определяется в соответствии с приложением D.0.5 стандарта GB50217-2018.

Фактическая токонесущая способность кабеля рассчитывается путем умножения указанной производителем токонесущей способности на поправочный коэффициент. Проверка токонесущей способности кабеля осуществляется путем выбора фактической токонесущей способности, превышающей номинальный ток подключаемого накопителя энергии.

-Определение сечения кабеля

Поскольку значения токонесущей способности, предоставляемые разными производителями кабелей, незначительно различаются, окончательное сечение кабеля, выбранное на основе токонесущей способности, также может незначительно отличаться. В настоящее время при выборе сечения ориентируются на стандартную токонесущую способность конкретного производителя. После расчета выбирается следующее сечение: кабель с медным жилым, изолированный сшитым полиэтиленом и имеющий оболочку из холодоустойчивого полиэтилена: ZC-YJY22-26/35-3X95 мм² ZC-YJY22-26/35-3X185 мм² ZC-YJY22-26/35-3X400 мм² ZC-YJY22-26/35-3X500 мм² Всего 4 спецификации кабеля.

6.6.3.2 Вторичная электроэнергия

1. Система управления энергопотреблением (EMS)

Конфигурация оборудования и функции системы управления энергопотреблением (EMS) для зоны накопления энергии рассчитаны на автономную работу и состоят из двух частей: уровня управления станцией и уровня секции, соединенных между собой посредством иерархической, распределенной и открытой сетевой системы.

Распределенная структура должна гарантировать, что отказ или отключение любого устройства в системе не повлияет на нормальную работу системы; если оборудование уровня управления станции или сеть выходит из строя и отключается, это не должно повлиять на нормальную работу уровня отсека.

Сеть мониторинга использует резервированную конфигурацию с двумя машинами и двумя сетями на базе Ethernet. Система управления батареями (BMS) и двунаправленный преобразователь (PCS) подключены к сети отдельно и соединены с сетью уровня управления станции на основе отдельных блоков накопления энергии. Система управления энергопотреблением должна иметь возможность подключения к сети данных диспетчеризации и обеспечивать удаленную передачу различной информации внутри станции, включая автоматизацию диспетчеризации, защиту и управление, в соответствии с требованиями.

2. Система мониторинга аккумуляторных батарей (BMS)

Энергонакопительная станция оснащена синхронизированной системой мониторинга аккумуляторных батарей. Эта система представляет собой совокупность электронных устройств, используемых для мониторинга, оценки и защиты рабочего состояния аккумуляторов. Ее основные функции включают: мониторинг и передачу информации о рабочем состоянии литий-ионных аккумуляторов, аккумуляторных батарей и узлов аккумуляторной системы, такой как напряжение, ток, температура и параметры защиты; оценку и расчет степени заряда (SOC), состояния здоровья (SOH) и совокупной энергии, обработанной аккумулятором; а также обеспечение безопасности аккумуляторов.

3. Защита

Согласно стандарту GB51048-2014, специальные устройства защиты не требуются

на стороне постоянного тока станции накопления энергии. Защита на стороне постоянного тока может быть обеспечена с помощью системы преобразования энергии (PCS) и системы управления батареями (BMS). Конфигурация защиты на стороне постоянного тока должна соответствовать следующим требованиям:

(1) Конфигурация защиты аккумуляторного блока

Защита аккумуляторного блока в первую очередь обеспечивается системой управления аккумуляторной батареей (BMS). Система BMS должна осуществлять комплексный мониторинг рабочего состояния аккумуляторной батареи, включая показатели напряжения, тока, температуры и степени заряда на уровне отдельных элементов/модулей и на системном уровне. В случае возникновения нештатной ситуации система BMS должна выдавать сигнал тревоги. Система BMS должна надежно защищать аккумуляторный блок и быть оснащена такими функциями, как защита от перенапряжения, защита от пониженного напряжения, защита от перегрузки по току, защита от перегрева, и контроль. Система управления батареей (BMS) должна поддерживать протоколы связи IEC 61850 или IEC 60870-5-104 и взаимодействовать с системой управления солнечной электростанцией (PCS) и станционной компьютерной системой мониторинга для обеспечения мониторинга и защиты блока накопления энергии.

(2) Конфигурация защиты блока подключения постоянного тока

Блок подключения постоянного тока представляет собой участок соединения между аккумуляторным блоком и PCS, включая кабели постоянного тока и автоматические выключатели постоянного тока (разъединители). Автоматический выключатель должен быть установлен на стороне выхода аккумулятора, а разъединитель может быть установлен на стороне постоянного тока PCS. Этот участок не имеет независимой защиты; защита в основном обеспечивается системой защиты аккумуляторного блока, которая срабатывает на автоматический выключатель на стороне выхода аккумулятора.

(3) Конфигурация защиты системы преобразования энергии (PCS)

Система преобразования энергии (PCS) должна обладать следующими защитными функциями для обеспечения безопасности системы и оборудования при различных неисправностях.

Таблица конфигурации защиты PCS:

Категория	Конфигурация защиты
Блок	Перегрузка по току силового модуля, перегрев силового модуля, мощность

Защита	Неисправность привода модуля питания
Постоянный ток Защита	Защита от перенапряжения/пониженного напряжения постоянного тока, защита от перегрузки по току постоянного тока , защита от обратного подключения входа постоянного тока
AC Защита	Защита от перенапряжения/пониженного напряжения переменного тока, защита от перегрузки по току переменного тока, защита от аномалий частоты, защита от ошибки последовательности фаз на входе переменного тока, защита от дисбаланса напряжения сети, защита от превышения предельного значения постоянной составляющей на выходе, защита от превышения предельного значения гармоник постоянного тока на выходе, защита от автономной работы
Прочее Защита	Защита от неисправностей системы охлаждения, защита от сбоев связи

PCS должен поддерживать протоколы связи IEC61850, CAN, 104 или Modbus TCP/IP и должен быть способен взаимодействовать с компьютерной системой мониторинга станции и системой управления аккумуляторной батареей для обеспечения мониторинга и защиты блока накопления энергии. PCS также должен иметь функции перехода в режим пониженного напряжения и адаптации к сети.

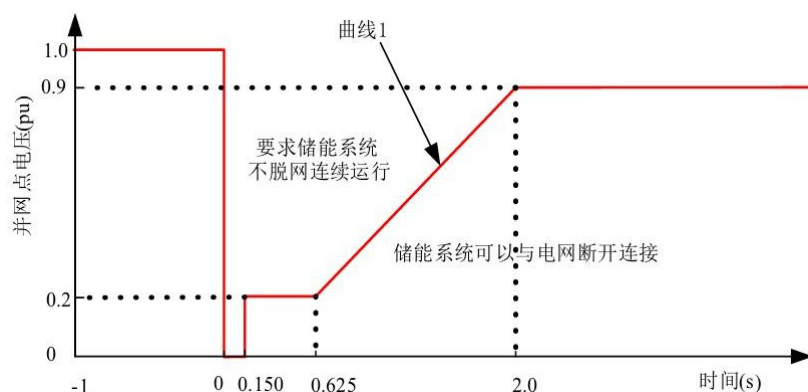
(4) Конфигурация защиты трансформатора среднего напряжения

Трансформатор среднего напряжения не имеет независимого устройства защиты. Защита обеспечивается защитой входящего фидера 35 кВ, сконфигурированной с трехступенчатой защитой от перегрузки по току и защитой от перегрузки. Используется интегрированное устройство защиты и управления, установленное локально в распределительном устройстве 35 кВ. Система защиты и мониторинга системы накопления энергии предоставляется единообразно производителем оборудования для накопления энергии.

(5) Сохранение напряжения при падении напряжения для электростанции с накопителями энергии

Когда напряжение в точке подключения находится в пределах или выше области, обозначенной кривой 1 на рисунке 1, электрохимическая станция накопления энергии должна оставаться подключенной и работать непрерывно без отключения. В противном случае отключение электрохимической станции накопления энергии

допускается.

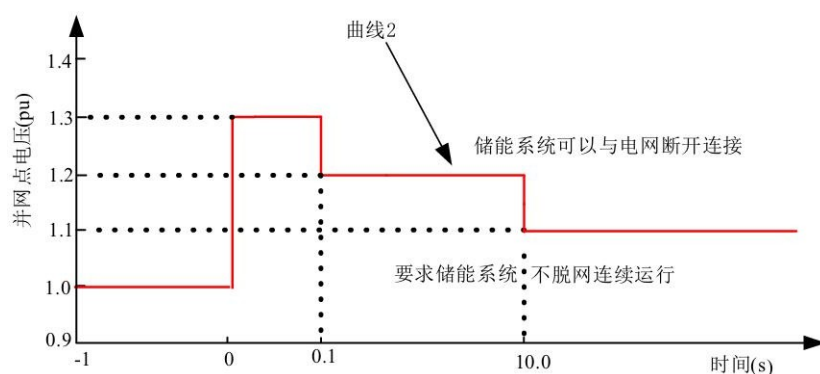


6.6.3-1 Требования к способности электрохимической электрохимической станции

(6) Высоковольтный режим работы при падении напряжения для электростанции с накопителями энергии

Если напряжение в точке подключения находится в пределах или ниже области, обозначенной кривой 2 на рисунке 2, электрохимическая станция накопления энергии должна оставаться подключенной и работать непрерывно без отключения. Если напряжение в точке подключения выше области, обозначенной кривой 2 на рисунке 2, допускается отключение электрохимической станции накопления энергии от сети.

6.6.3-2 Требования к устойчивости высоковольтной сети при перепадах напряжения для электрохимической



7. Модернизация линии электропередачи и станции на противоположной стороне.

7.1 Проект, масштаб и объем

В соответствии со схемой планирования системы данный этап предусматривает строительство двух новых одноконтурных воздушных линий электропередачи 220 кВ от повышающей подстанции ветропарка «Караганда» до подстанции «Нура» 500 кВ. Проводником для новых воздушных линий будет 1×ASPT 400/64 — многожильный провод из алюминиевого сплава с алюминиевой оболочкой и стальным сердечником, устойчивый к высоким температурам. В соответствии с планом связи энергосистемы вдоль новых линий должны быть проложены два 24-жильных оптико-проводочных кабеля (OPGW).

7.2 Состояние входящих и исходящих линий

7.2.1 Подстанция ветропарка

Ветропарк расположен примерно в 45 км к северу от Темиртауского района Карагандинской области, Казахстан. Рекомендуемой подстанцией для ветропарка является Площадка подстанции находится на высоте примерно 610 метров, расположена на пологих холмах с относительно открытой местностью и в целом хорошими условиями для трассировки выходных линий электропередачи. (На основе подстанции...) Общий план электротехнической схемы, включая строительство двух новых одноконтурных воздушных линий 220 кВ, проходящих в восточном направлении. Схематическое изображение расположения входящих и исходящих линий подстанции, как показано на рисунке ниже.



Рисунок 7.2.1-1 Схематическое изображение расположения выходных линий подстанции повышения напряжения ветропарка

подстанции

7.2.2 Подстанция «Нура» 500 кВ

Подстанция «Нура» 500 кВ расположена примерно в 15 км к северо-востоку от Темиртауского района Карагандинской области, Казахстан, и является действующей подстанцией. Подстанция расположена на высоте около 500 метров на равнинной местности. Железнодорожная станция «Нура» находится в 1,5 км к югу. Станция с трех сторон окружена железной дорогой, а на востоке расположена обширная сельскохозяйственная территория. Вновь построенная линия 220 кВ неизбежно пересечет железную дорогу, что повлияет на общие условия прокладки выходящей линии.

Согласно общему плану электротехнической схемы подстанции «Нура» 500 кВ, второй и третий ячейки, считая с запада на восток, выделены в качестве резервных. Будут построены две новые одноцепные воздушные линии 220 кВ. Они будут проходить на юго-восток от этих двух резервных ячеек, а затем поворачивать на юго-запад для соединения с другими существующими параллельными выводными линиями 220 кВ. Ниже приведена схематическая диаграмма схемы подключения подстанции.

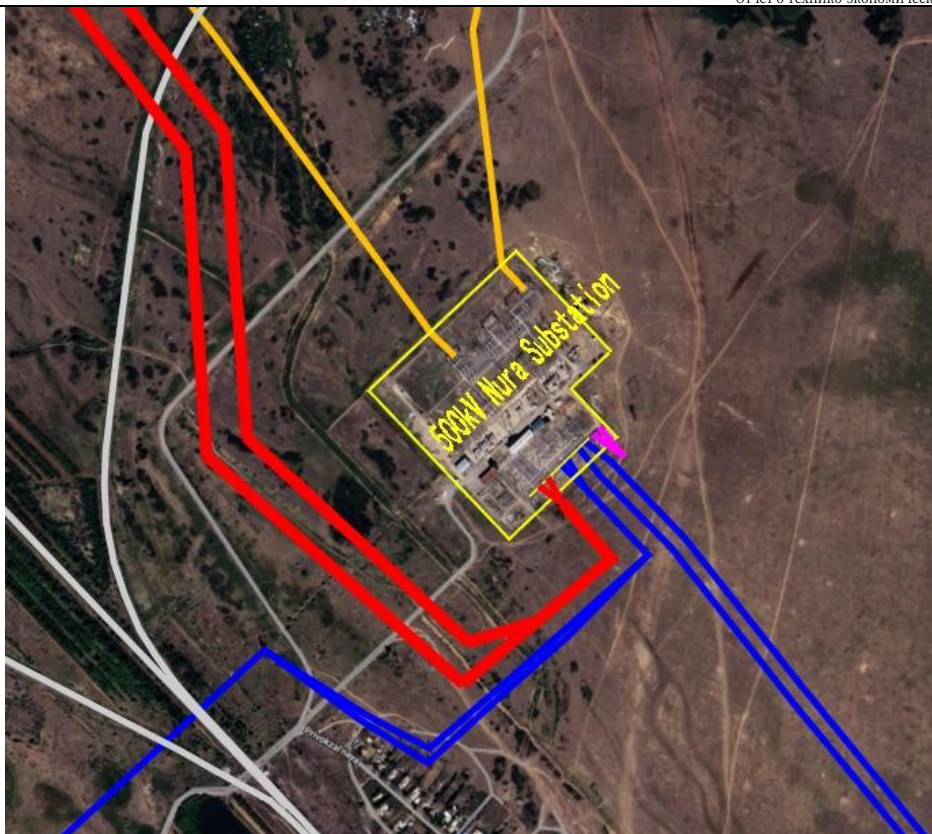


Рисунок 7.2.1-2 Схема подключения подстанции «Нура» 500 кВ



Рисунок 7.2.1-3 Схема выхода линии 220 кВ на подстанции «Нура» 500 кВ

7.2.3 План реконструкции подстанции

Исходя из имеющегося распределительного оборудования 220 кВ (с двумя рабочими шинами и обходной шиной), будут расширены два промежутка линии. Оборудование расширенных промежутков будет спроектировано в соответствии с существующей схемой и расположено в пределах расширенной огражденной территории для подключения двух линий электропередачи 220 кВ от подстанции ветропарка «Нура»:

Объем работ по расширению включает:

Участок 220 кВ — строительство двух новых линейных интервалов W1E и W2E с использованием резервуарных выключателей;

Стандартизированное удельное расстояние (удельное расстояние по ползучести) подвесных изоляторов и внешней изоляции электрооборудования для распределительного оборудования 220 кВ не должно быть менее 3,1 см/кВ;

Кабели на территории подстанции прокладываются в железобетонных лотках и кабельных траншеях на земле;

Защита территории подстанции от прямых ударов молнии путем установки молниеотводов на порталной конструкции линии 220 кВ и отдельных опорах освещения;

Устройство заземления (УЗ) территории подстанции спроектировано в соответствии со стандартами путем установки молниеотводов на порталной раме линии 220 кВ и отдельных осветительных столбах для защиты территории подстанции. В нем используется сетчатая форма заземляющей ленты из оцинкованной круглой стали диаметром 18 мм, чтобы удовлетворить требованиям по допустимому шаговому напряжению, термической стабильности и коррозионной стойкости при протекании тока замыкания на землю, а также обеспечить защиту от прямых ударов молнии;

Территория станции освещается прожекторами. Прожектор установлен на отдельной платформе фонарного столба с молниеотводом;

Электропитание зданий внутри подстанции осуществляется от вспомогательного распределительного щита 0,4 кВ, установленного в диспетчерской. Каждое здание оборудовано распределительным щитом 0,4 кВ;

Кабели всей станции проложены с использованием железобетонных лотков по земле и через трубы в траншеях;

Все проекты сетей электроснабжения и распределения соответствуют требованиям. Сечение кабеля выбирается в соответствии с допустимым током и проверяется с учетом стандартных потерь напряжения.

7.3 Схема трассировки

7.3.1 Принципы выбора трассы

(1) В соответствии с требованиями планирования энергосистемы необходимо всесторонне сравнить несколько вариантов трассы с учетом таких факторов, как протяженность линии, топография, геология, гидрометеорология, условия дорожного движения, леса, минеральные ресурсы, препятствующие сооружения, пересечения, технологичность строительства, эксплуатационная пригодность и мнения местных органов власти, с целью определения безопасной, надежной и экономически обоснованной трассы.

(2) Трасса должна обходить военные объекты, зоны городского планирования, крупные промышленные и горнодобывающие предприятия, а также жизненно важные объекты связи, чтобы свести к минимуму влияние строительства линии на развитие местной экономики.

(3) Исходя из принципа экономической целесообразности, трасса должна, насколько это возможно, обходить высокие горы и изрезанные горные хребты, районы с неблагоприятными геологическими условиями, существующие и планируемые горнодобывающие районы (включая отработанные участки), опасные участки местности, обширные водные сети и участки с неблагоприятными геологическими условиями. По возможности следует также обходить густолесные районы.

(4) Трасса должна проходить как можно ближе к существующим национальным, провинциальным, уездным и сельским дорогам для облегчения доступа как на этапе строительства, так и при будущем техническом обслуживании.

(5) Необходимо в полной мере учитывать рельеф и формы местности. Следует избегать участков с чрезмерной длиной пролетов, значительными перепадами высот или существенными различиями между соседними пролетами. Маршрут также должен по возможности обходить районы, подверженные сильному обледенению.

(6) Выбор трассы должен в полной мере отражать принципы ориентированности на человека и защиты окружающей среды

, по возможности избегая крупномасштабного сноса жилых домов.

(7) Число пересечений с существующими линиями электропередачи, особенно линиями более высокого напряжения, должно быть сведено к минимуму для уменьшения потерь от отключений во время строительства и повышения эксплуатационной безопасности и надежности.

(8) Конфликты между данной линией и существующими, строящимися или планируемыми линиями электропередачи, автомагистралями, железными дорогами и другими объектами вдоль коридора должны быть всесторонне согласованы.

(9) Необходимо тщательно собирать и учитывать мнения и предложения местных органов власти и соответствующих ведомств по поводу предлагаемого маршрута.

(10) При определении трассы следует отдавать приоритет использованию земель с низким коэффициентом использования, таких как территории вдоль границ провинций/муниципалитетов или перекрестки между городами и деревнями. Выбранная трасса должна быть технически осуществимой и экономически обоснованной.

7.3.2 Сравнение вариантов трассы

Подстанция для данного проекта ветропарка расположена к северу от подстанции «Нура» 500 кВ, на расстоянии по воздуху около 32 км. Проект предусматривает строительство двух новых одноцепных линий 220 кВ, общая трасса которых проходит с севера на юг. На основе комплексной оценки принципов выбора трассы, разведки местности, распределения возделываемых земель и доступных сельских дорог, а также топографических условий, линии электропередачи проекта были локально разделены на два альтернативных варианта трассы — Западный и Восточный — для сравнения. Схематическое изображение трассы линии электропередачи показано на рисунке 7.3.1-1 ниже.



Рис.

Две новые одноцепные линии 220 кВ для данного проекта будут проложены параллельно, выходя из подстанции повышения напряжения ветропарка на восток. Первая половина трассы представляет собой общий участок. После выхода из подстанции повышения напряжения на север линии сначала направляются на северо-запад, а затем поворачивают на юг. Примерно через 5 км трасса покидает холмистую местность, где расположена ветряная электростанция, и выходит на равнинную местность. Линии проходят по восточной стороне деревни Волское, обходя обширные участки возделываемых земель и следуя по сельским дорогам. Примерно через 6 км они пересекают нефтегазопровод. Пройдя еще около 6 км на юго-восток, общий участок трассы заканчивается, и маршрут разделяется на два варианта: Западный и Восточный.

Западный вариант: от точки разветвления двух вариантов линии проходят на юг примерно 7 км, один раз пересекая существующую линию 110 кВ. Затем они продолжают на юг примерно 7,5 км, проходя параллельно линиям 500 кВ подстанции «Нура». На этом участке трасса пересекает две железнодорожные линии и одну автомагистраль. Затем она проходит с юго-западной стороны подстанции «Нура», пересекает подъездную дорогу к станции и поворачивает на северо-восток, чтобы проходить параллельно существующим линиям 220 кВ. Наконец, линии подключаются к входной/выходной portalной конструкции 220 кВ на юго-восточной стороне подстанции «Нура».

Восточный вариант: от точки разветвления трасса сначала направляется на восток, а затем поворачивает на юг, чтобы обойти большой холм, следуя по сельским дорогам. Примерно через 10 км она пересекает существующую линию 110 кВ. Он продолжается на юг примерно на 3 км, прежде чем впервые пересекает подземным переходом линии 500 кВ «Нура». Затем он направляется на юго-запад на 2,5 км для второго подземного пересечения линий 500 кВ. Продолжаясь на юго-запад еще на 4 км, он пересекает железную дорогу, продолжается на 1,5 км и, наконец, входит на подстанцию «Нура». Чтобы новые линии 220 кВ не пересекались со всеми существующими выходящими линиями 220 кВ за пределами подстанции, в случае принятия Восточного варианта рекомендуется расширить отсеки на свободном участке в юго-восточном углу подстанции «Нура», а не использовать 2-й и 3-й запасные отсеки (считая с запада на восток), как предлагается в Западном варианте.

Технические характеристики и сравнение Восточного и Западного вариантов приведены

в таблице ниже.

7.3.2-1 Сравнение технических характеристик схем трассировки

Пункт		Западный вариант	Восточная схема
Протяженность линии (км)		40,0 км	41,8 км
Коэффициент извилистости		1,25	1,31
Топографические условия		Преимущественно равнинная местность, перемежающаяся пологими холмами	Преимущественно равнинная местность, перемежающаяся пологими холмами
Распределение ветровых зон (период повторяемости 25 лет)	32 м/с	39,7 км/с (100 %)	41,8 км/с (100 %)
Распределение зон обледенения (период повторяемости 25 лет период повторяемости)		15 мм	
Распределение уровней загрязнения		Зона загрязнения III уровня	
Транспорт		ХОРОШО	ХОРОШО
Условия строительства		ХОРОШО	ХОРОШО
Эксплуатация и техническое обслуживание		ХОРОШО	ХОРОШО

Пункт	Западный проект	Восточная схема
Основные пересечения	Линия 110 кВ (1), железные дороги (2), нефте- и газопроводы (1)	Линии 500 кВ (2), линия 110 кВ (1), железная дорога (1), нефте- и газопровод (1)
Прохождение через густонаселенные районы	1 место (примерно в 100 м к востоку от деревни Волское)	
Площадь сноса зданий	300 м ²	300 м ²
Длина пересечения сельскохозяйственны х угодий	2,7 км	6,5 км
Сложность соглашения	Средняя	Средняя

Сравнение Восточного и Западного вариантов подробно представлено в таблице 7.3.2-1. Основные различия заключаются в следующем:

- (1) Протяженность трассы: Восточный вариант на 1,8 км длиннее Западного.
- (2) Пересечения: Восточный вариант пересекает выходящие линии 500 кВ подстанции Нура дважды. Места подземного пересечения находятся на равнинной местности, где отсутствуют естественные рельефные особенности, что требует модификаций по повышению высоты двух существующих линий 500 кВ. Увеличение количества пересечений с линиями 500 кВ повышает сложность строительства и риски для безопасности энергосистемы, а также усложняет будущую эксплуатацию и техническое обслуживание линий 500 кВ. Напротив, западный вариант не имеет пересечений с линиями 500 кВ. Хотя он пересекает на одну железнодорожную линию больше, чем восточный вариант — что приводит к более высоким затратам на специализированное строительство на этом участке — в целом он технически проще.
- (3) Влияние на местное планирование: Восточный вариант проходит по сельскохозяйственным угодьям на протяжении 6,5 км, что больше, чем у Западного варианта. Соответственно, он оказывает более широкое воздействие на сельскохозяйственные угодья вдоль трассы, что приводит к более значительным сложностям в координации вопросов, касающихся отчуждения земель и

компенсации урожая.

(4) Условия входа/выхода из подстанции: Западный вариант позволяет избежать пересечений с существующими выходящими линиями 500 кВ и 220 кВ подстанции «Нура» и дает возможность использовать 2-й и 3-й зарезервированные запасные отсеки (считая с запада на восток). Восточный вариант требует отвода линий в юго-восточную сторону подстанции. Чтобы избежать пересечения со всеми существующими выходящими линиями 220 кВ за пределами подстанции, потребуется расширение отсеков в свободной зоне в юго-восточном углу, что приведет к значительно более высокой инженерной нагрузке и сложности реализации на территории подстанции.

(5) Инвестиции в проект: на основании комплексной оценки протяженности трассы, пересечений, воздействия на местное планирование и условий входа/выхода западный вариант требует меньших общих инвестиций, чем восточный.

С учетом инвестиций в проект, внешних условий строительства, воздействия на местное планирование, а также сложности координации вопросов приобретения земельных участков и выплаты компенсаций в качестве предпочтительного варианта проектирования рекомендуется Западный вариант.

7.4 Рекомендуемый вариант трассы

7.4.1 Описание схемы трассы

Проект предусматривает строительство двух новых одноцепных линий 220 кВ. Эти линии будут проложены параллельно, выходя из подстанции-усилителя ветропарка на восток, а затем направляясь на северо-запад и поворачивая на юг. Примерно через 5 км трасса выходит из холмистой местности ветропарка и входит в равнинную местность. Линии проходят примерно в 100 м к востоку от деревни Волское, избегая крупных сельскохозяйственных угодий, следуя по проселочным дорогам. Примерно через 6 км они пересекают один нефтегазопровод.

Маршрут проходит на юг примерно на 13 км, пересекая существующую линию 110 кВ. Затем он продолжается на юг ещё на 7,5 км, проходя параллельно линиям 500 кВ подстанции «Нура». На этом участке он пересекает две железнодорожные линии и одну автомагистраль. Затем трасса проходит с юго-западной стороны подстанции «Нура», пересекает подъездную дорогу к станции и поворачивает на северо-восток, чтобы проходить параллельно существующим линиям 220 кВ. В конце концов она соединяется с

входных/выходных порталов на юго-восточной стороне подстанции Nura.

Общая протяженность рекомендуемого маршрута составляет примерно 40 км, с коэффициентом извилистости 1,25. Проект предусматривает использование двух одноконтурных воздушных линий 220 кВ, при этом участок длиной 0,4 км за пределами подстанции «Нура» спроектирован как двухконтурная линия на одной опоре. Схематическое изображение рекомендуемого маршрута представлено на рисунке 7.3.1-1.

7.4.2 Топография, рельеф и растительность

Рельеф вдоль трассы в основном представляет собой равнины, перемежающиеся с холмами. Изменения рельефа минимальны, хотя имеются локальные неровности местности. Высота над уровнем моря вдоль трассы колеблется от 475 м до 650 м.

В растительном покрове преобладают луга и кустарники, с локальными участками возделываемых земель, используемых в основном для выращивания товарных культур.

Таблица 7.4.2-1 Классификация рельефа для новой линии

Средняя скорость ветра	Рельеф	Холмистая местность	Горная местность	Высокогорье	Равнина	Болото	Всего
V=32 м/с	Длина (км)	5			33,7	1,3	40
	Процент (%)	12,4			84,3	3,3	100

Таблица 7.4.2-2 Распределение растительности вдоль новой линии

Участок	Сельскохозяйственные угодья	Сады	Луга	Кустарник/заросли	Прочее	Всего
V=32 м/с	2,7	/	34	2,0	1,3	40

Типичный рельеф и растительность вдоль маршрута данного проекта показаны на рисунке 7.4.2-3.



Рисунок 7.4.2-3 Типичная топография и растительность вдоль трассы

Распределение высот вдоль трассы данного проекта показано на рисунке 7.4.2-4.

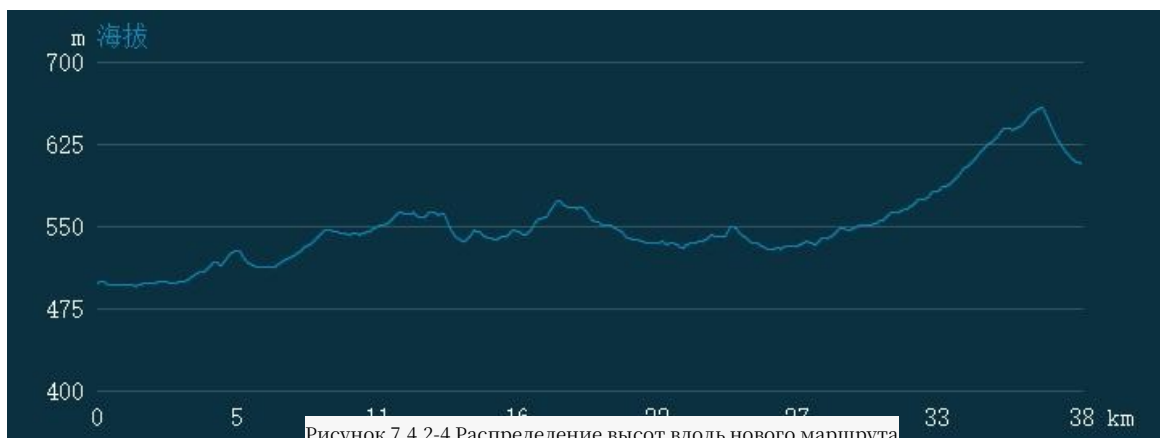


Рисунок 7.4.2-4 Распределение высот вдоль нового маршрута

7.4.3 Геологические и гидрологические условия вдоль трассы

(1) Географическое положение, геоморфология, рельеф и гидросистема

В административном отношении участок расположен в Осакаровском районе Карагандинской области.

С геоморфологической точки зрения, исследуемый участок относится к Казахскому холмисто-холмистому поясу на северном склоне Сарыаркинского нагорья.

Эта мелкомасштабная зона разломов состоит из осадочных и магматических пород (гранит, порфир, кварцит, песчаник и сланец). Ориентация слоев горных пород и процессы выветривания сыграли важную роль в формировании рельефа этой зоны разломов. Геоморфология региона представляет собой сочетание элементов рельефа разных периодов, связанных с длительным континентальным развитием Центрального Казахстана. Можно выделить четыре основных этапа формирования рельефа: мезозойский, позднемеловой-палеогеновый, протерозойский и четвертичный.

Рельеф холмистый, на западе изрезан оврагами, к востоку переходящими в равнинную местность. Абсолютная высота скважин колеблется от 502,96 метров до 611,80 метров.

Данный гидрогеологический подрайон расположен в пределах Карагандинского гидрогеологического района, являющегося вторичным подразделением Центрально-Казахстанской гидрогеологической зоны. Данный район представляет собой трещиноватый водоносный бассейн, включающий артезианский бассейн Карагандинского синклинория.

(2) Геология и литологическое строение

Область работ расположена на палеозойском Сарыаркинском массиве Центрального Казахстана. Район состоит из позднедокембрийских и почти всех палеозойских пород, а также юрских, неогеновых и четвертичных отложений. На территории района широко распространены тонкослойные неогеновые и четвертичные глинистые и песчаные отложения.

В стратиграфической последовательности региона можно выделить следующие серии пород:

Четвертичная система (Q). Отложения широко распространены на низких хребтах, в котловинах, озерных бассейнах, временных водотоках, поймах и речных террасах над поймой.

Четвертичный период (dpQm) представлен двумя слоями: гравийно-суглинистым и суглинистым.

Слой гравийного суглинка состоит из элювиального, неслоистого, буро-серого, бурого, гравийного суглинка. Толщина составляет 12–15 метров.

Палеозойский эратем (Pz), лежащий в основе четвертичных отложений, состоит из элювия,

глин, илов и песчаников. (3)

Гидрогеологические условия

На глубине разведки (20 метров) грунтовые воды не обнаружены.

Водоснабжение в основном зависит от инфильтрации атмосферных осадков.

Вероятность появления грунтовых вод (висячих вод) будет зависеть от застройки территории, производственной деятельности, связанной с влажными технологическими процессами, и наличия глинистых грунтов в фундаменте.

7.4.4 Условия дорожного движения вдоль трассы

Основными дорогами вдоль маршрута являются трассы П-37 и Р-195. Кроме того, имеется множество проселочных дорог и дорог для сельскохозяйственной техники. В целом дорожные условия благоприятны.

7.4.5 Основные пересечения

Крупные пересечения вдоль трассы включают одно пересечение линии электропередачи 110 кВ, два железнодорожных переезда и одно пересечение нефте- и газопровода.

7.4.6 Состояние расчистки полосы отвода вдоль трассы

Трасса линии в рамках данного проекта в целом обходит густонаселенные города и деревни, расположенные вдоль коридора. Необходимо снести около 300 м² разбросанных по маршруту жилых домов.

7.5 Проектное проектирование линии

7.5.1 Проектные метеорологические условия

(1) Региональный климат

Согласно схематической карте климатического зонирования застройки и Приложению А к Строительным нормам и правилам Республики Казахстан СН РК 2.04-01-2017 (в редакции от 1 апреля 2019 г.) исследуемый район относится к климатическому подрегиону IV. Климат — суровый континентальный засушливый. Зимы холодные и длительные, со стабильным снежным покровом, значительными скоростями ветра и частыми метелями. Лето относительно короткое, но жаркое. Для региона характерны недостаток

и нестабильным увлажнением, при этом воздух довольно сухой

(2) Температура

Годовой температурный режим характеризуется стойкими сильными холодами зимой, резким повышением температуры в течение короткой весны и жарким, коротким летом. Среднемесячные температуры колеблются от -15,1 °C до +20,7 °C. Самые холодные месяцы приходятся на зиму (декабрь–февраль), а самые теплые — на лето (июнь–август). В холодный период ночью наблюдается значительное переохлаждение, поэтому меры по защите от морозов сводятся к теплоизоляции зданий. Абсолютный минимум температуры составляет (-51,6) °C, а абсолютный максимум — (+41,6) °C.

Температура наружного воздуха, °C

Среднемесячное значение												Средне- годовая
Янв	Фев	Март	Апр	Май	июнь	Июль	авг	сентябрь	октябрь	ноябрь	Декабрь	
-15,1	-14,8	-7,7	5,4	13,8	19,3	20,7	18,3	12,4	4,1	-5,5	-12,1	+3,2

Температура наружного воздуха в самый холодный день составляет (-35,8) °C с коэффициентом гарантии 0,92 и (-40,2) °C с коэффициентом гарантии 0,98. Температура наружного воздуха в течение самого холодного пятидневного периода составляет (-31,2) °C с коэффициентом гарантии 0,92 и (-37,7) °C с коэффициентом гарантии 0,98. Продолжительность периода со среднесуточной температурой ниже 0 °C составляет 161 день.

Суточный диапазон температур на улице

Среднемесячное значение, максимальное значение за месяц											
Янв	Фев	Март	Апр	Май	июнь	Июль	авг	сентябрь	октябрь	ноябрь	Декабрь
9,9	10,6	10,7	11,1	14,2	14,3	13,6	13,8	13,8	11	8,6	9
28,7	34,5	23,5	24,1	25,4	29,5	25,3	25,9	28,2	23,5	28,8	27,4

Таблица показывает, что наиболее значительные суточные колебания температуры наблюдаются в

феврале, т. е. в конце зимы, в период перехода от зимы к весне.

(3) Расчетная ледовая нагрузка

Среднегодовая сумма осадков составляет 319 мм. Осадки распределены в течение года неравномерно. Максимальное количество осадков выпадает в тёплый период (апрель–октябрь)

— 220 мм, а минимальное — в холодное время года — 99 мм. Среднегодовое водное количество осадков в виде снега составляет 22 мм, а водное количество осадков в виде снега — 67 мм.

Регулярной закономерности в распределении снежного покрова в пределах описываемой территории не наблюдается. Снежный покров появляется в начале ноября. Стабильный снежный покров обычно формируется через 20–30 дней после первого снегопада.

Средняя максимальная высота снежного покрова зимой составляет 27,2 см. Среднегодовая продолжительность лежания снежного покрова составляет 154 дня.

Согласно части 1-3 «Снежные нагрузки» Технического кодекса Казахстана НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2017, планируемый участок находится в зоне снежной нагрузки III. Нагрузка снега на грунт составляет 1,5 кПа.

Что касается обледенения, то проектная территория относится к зоне II (в соответствии с Правилами электроустановок Республики Казахстан, 2008 г., раздел 2.5.3 и рисунок 2.5.2).

Стандартная толщина наледи на высоте 10 м над землей		
Зоны обледенения Республики Казахстан	Стандартная толщина наледи, мм, по периоду повторяемости	
	10-летний	25-летний
(4) II Расчетная скорость ветра	10	15

Исследуемая территория характеризуется частыми и сильными ветрами, преимущественно с северо-востока и юго-запада. Скорость ветра 31 м/с может наблюдаться с периодичностью 5 лет, 33 м/с — с периодичностью 10 лет, а 40 м/с — с периодичностью 100 лет.

В летние месяцы ветры сухие. Количество ветреных дней в году составляет от 280 до 300.

В соответствии с НП РК 2.04-01-2017 (в редакции от 1 апреля 2019 г.) региональный код средней зимней скорости ветра равен 5, а

региональный код давления ветра — III.

Информация о направлении и скорости ветра приведена в таблице ниже:

Частота направления ветра (числитель), %									
Средняя скорость ветра по направлениям (знаменатель), м/с									
Январь	Январь	Январь	Январь	Январь	Январь и	Январь и	Январь и	Январь и	Январь и
Июль	Июль	Июль	Июль	июль	июль	июль	июль	июль	Июль

В соответствии с базовой скоростью ветра, указанной в части 1-4 «Влияние ветра» Технического кодекса Казахстана НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2017, проектная территория расположена в зоне III. Стандартное давление ветра составляет 0,56 кПа.

В соответствии с Правилами по электроустановкам Республики Казахстан, стандартное давление ветра, полученное на основе метеорологических данных, округляется в большую сторону до ближайшего более высокого значения, приведенного в таблице 176 приложения 1 к данным Правилам. При давлении ветра более 1500 Па значение округляется в большую сторону до ближайшего кратного 250 Па, а нормативное давление ветра для воздушных линий 110 кВ~500 кВ не должно быть менее 500 Па. Стандартное давление ветра на высоте 10 м над землей для воздушных линий электропередачи принимается равным 650 Па (что соответствует скорости ветра 32 м/с).

(5) Комбинированные метеорологические условия

В целом, метеорологические условия, выбранные для проекта линии в данном исследовании, приведены в таблице 7.5.1-1 ниже.

Таблица 7.5.1-1 Расчетные метеорологические условия

Метеорологический элемент	Температура (°C)	Скорость ветра (м/с)	Толщина (мм)
Метеорологические данные			
Метеорологические условия			
Максимальная температура	40,0	0	0

Метеорологический элемент	Температура (°C)	Скорость ветра (м/с)	Толщина Толщина (мм)
Метеорологические данные			
Метеорологические условия			
Минимальная температура	-40	0	0
Максимальная температура	-5	10	15
Минимальная температура	5	32	0
Условия обледенения	15	10	0
Максимальная скорость ветра (на высоте 10 м)	15	0	0
Грозное перенапряжение (с ветром)	5	17	0
Грозное перенапряжение (без ветра)	-15	10	0
Переключательное перенапряжение	5	0	0
Условия установки	-5	0	0
Среднегодовая температура	150	0	0

Примечание: Толщина льда и скорость ветра (на высоте 10 м) указаны для 25-летнего периода повторяемости.

7.5.2 Проводники и заземляющие провода

7.5.2.1 Выбор проводников

Согласно схеме планирования системы, на данном этапе предусмотрено строительство двух новых одноцепных воздушных линий 220 кВ от подсиловой станции Карагандинской ветровой электростанции до подстанции «Нура» 500 кВ. Учитывая работу в одноконтурном режиме, полная мощность 500 МВА будет передаваться по одному контуру с коэффициентом мощности $\cos(\phi)$ равным 0,92, что требует, чтобы токонесущая способность проводника превышала 1426,3 А. В качестве проводников новой воздушной линии рассматриваются одножильные провода из алюминиевого сплава с алюминиевым покрытием и стальным сердечником, устойчивые к высоким температурам. Использование многожильных проводников привело бы к значительному увеличению затрат на линию из-за большей массы проводников, более высоких нагрузок на опоры, большего объема работ по возведению опор и фундаментов, а также использования более тяжелых крепежных элементов, помимо прочих факторов.

В рамках данного проекта рекомендуется использовать алюминиево-стальной многожильный провод из термостойкого алюминиевого сплава 1×ASPT 400/64. Максимальная рабочая температура провода установлена на уровне 150 °C. При скорости ветра 0,6 м/с, перпендикулярной линии, температуре окружающей среды 25 °C и

При интенсивности солнечного излучения 1000 Вт/м² непрерывная токонесящая способность проводника достигает 1553,5 А.

Таблица 7.5.2-1. Структура и механические свойства проводника « »

Наименование		Проводник
Пункт		
Материал		С алюминиевым покрытием Стальной сердечник Жаропрочный алюминиевый сплав, многожильный провод
Технические характеристики		ASPT 400/64
Площадь поперечного сечения (мм ²)	Алюминиевый сплав /	326,5
	Твердый алюминий	
	Сталь с алюминиевым покрытием	63,5
	Общая площадь	390
Диаметр проводника (мм)		27,0
Номинальная прочность на разрыв (кН)		136,93
Масса на единицу длины (кг/км)		1494,4
Модуль упругости (ГПа)		58,78
Коэффициент линейного расширения (10 ⁻⁶ /°C)		17,0
Сопротивление постоянному току при 20 °C (Ом/км)		0,0712

Помимо молниезащиты заземляющий провод служит для уменьшения тока вторичной дуги, снижения перенапряжения промышленной частоты и смягчения воздействия помех на близлежащие средства связи. При выборе заземляющего провода необходимо учитывать следующее: его коэффициент безопасности по расчету должен быть предпочтительно выше, чем у проводника; в редких условиях нагрузки максимальное натяжение в самой нижней точке заземляющего провода не должно превышать 66% от его номинальной прочности на разрыв; повседневное натяжение должно соответствовать требованиям защиты от вибрации; между заземляющим проводом и проводником в

середине пролета; при замыкании фазы на землю заземляющий провод должен выдерживать обратный ток. При проверке термической устойчивости заземляющего провода в условиях короткого замыкания его расчетная температура не должна превышать допустимый предел (200 °C для проводов ACSR и ACAR; 300 °C для проводов из стали с алюминиевым покрытием; 400 °C для стальных жил с оцинкованным покрытием или покрытием из сплава Zn-Al-RE).

Согласно плану связи энергосистемы, для новых линий 220 кВ в рамках данного проекта требуются два 48-жильных кабеля OPGW. В соответствии с нормами проектирования линий электропередачи OPGW должен удовлетворять как электрическим, так и механическим требованиям эксплуатационных условий. Электрические требования включают проверку термической устойчивости в условиях короткого замыкания.

В рамках данного проекта рекомендуется использовать OPGW с компактной, водостойкой структурой из скрученных трубок из нержавеющей стали. Для всего маршрута линии предлагается использовать OPGW с алюминиевым покрытием и скрученной структурой из трубок из нержавеющей стали. На основании расчетов термической устойчивости при коротком замыкании для данного проекта выбран OPGW модели **OPGW-48B1-130**. Его конструктивные и физические параметры приведены в таблице 7.5.2.2-1 (окончательные фактические параметры кабеля OPGW должны соответствовать спецификациям победившего в тендере производителя).

Таблица 7.5.2.2-1 Структура и механические свойства кабеля OPGW и стальной проволоки с алюминиевой оболочкой

Пункт / Модель	OPGW-48B1-130
Конфигурация скрутки (количество проволок/диаметр, мм)	Стальная проволока с алюминиевым покрытием (40 % AS): 1/3,2 Стальная проволока с алюминиевым покрытием (40 % AS): 5/3,0 Трубка из нержавеющей стали: 1/3,0 Стальная проволока с алюминиевым покрытием (40 % AS): 12/3,0
Рассчитанная площадь поперечного сечения (мм ²)	128,21
Рассчитанный внешний диаметр (мм)	15,2
Гарантированная прочность на разрыв (кН)	78,0
Модуль упругости (10 ³ МПа)	109
Коэффициент линейного расширения (10 ⁻⁶ /°C)	15,5
Масса на единицу длины (кг/км)	636,0
Выдерживаемый ток короткого замыкания (кА ² ·с)	172,0

Артикул	Модель
	OPGW-48B1-130
Температура термической стабильности (°C)	300
Сопротивление постоянному току (Ом/км при 20 °C)	0,3420

7.5.3 Метод изоляции перекрещивающихся проводников и заземляющего провода

7.5.3.1 Перестановка проводников

Две новые одноцепные воздушные линии 220 кВ в рамках данного проекта не требуют перестановки.

7.5.3.2 Метод изоляции заземляющего провода

На всем протяжении трассы данного проекта будут проложены два кабеля OPGW. Исходя из результатов расчета распределения тока замыкания на землю и тепловой устойчивости в условиях однофазного замыкания на землю, а также с целью обеспечения соответствия требованиям к тепловой устойчивости OPGW, снижения сложности эксплуатации и технического обслуживания и предотвращения увеличения количества потенциальных точек замыкания — в сочетании с преобладающим методом эксплуатации кабелей OPGW, используемым в настоящее время в стране — OPGW в рамках данного проекта будет заземляться на каждой опоре.

7.5.3.3 Меры по гашению вибраций для проводников и заземляющих проводов

Поскольку фазные проводники объединены в один пучок, для смягчения вибрации на каждом конце пролета необходимо установить виброгасители. Количество устанавливаемых виброгасителей определяется исходя из длины пролета. Количество и модель устанавливаемых виброгасителей указаны в таблице 7.5.3.3-1. При установке нескольких виброгасителей на одном проводнике они должны располагаться на равном расстоянии друг от друга.

Таблица 7.5.3.3-1 Количество устанавливаемых виброгасителей

Тип проводника				Модель демпфера
Длина пролета (м)	1	2	3	
Количество демпферов				
Установлено				
ASPT 400/64	$L \leq 450$	$450 < L \leq 800$	$800 < L \leq 1200$	FRY-3/5

Количество устанавливаемых виброгасителей для кабелей OPGW в данном проекте составляет: Демпферы вибрации не требуются, если длина пролета линии составляет $L \leq 100$ м. Два демпфера должны быть установлены на каждый пролет (по одному с каждой стороны), если длина пролета составляет $100 \text{ м} < L \leq 300$ м. Четыре демпфера должны быть установлены на каждый пролет (по два с каждой стороны), если длина пролета составляет $300 \text{ м} < L \leq 600$ м. Шесть

демпферов на каждый пролет (по три с каждой стороны), если длина пролета составляет $600 \text{ м} < L \leq 900$ м.

7.5.4 Согласование изоляции и арматура/цепочки изоляторов

7.5.4.1 Классификация загрязнения

С учетом конфигурации изоляции существующих линий, находящихся в эксплуатации вблизи трассы данного проекта, изоляция для новых линий в рамках данного проекта должна быть рассчитана на уровень загрязнения класса III

7.5.4.2 Выбор материала изоляторов

В настоящее время типы изоляторов проводников, широко используемых на линиях электропередачи по всему миру, можно условно разделить по материалу изготовления на три типа: из закаленного стекла, из фарфора и из композита на основе силиконовой резины; все они имеют успешный опыт эксплуатации. Среди них наиболее часто используются изоляторы из закаленного стекла и композитные изоляторы, тогда как фарфоровые изоляторы встречаются реже, в основном из-за значительной нагрузки на эксплуатацию и техническое обслуживание, связанной с необходимостью регулярного выявления «нулевых» изоляторов.

а Фарфоровые изоляторы подвесного типа с колпачком и штифтом

Фарфоровые подвесные изоляторы с колпачком и штифтом являются самым ранним типом, который использовался и до сих пор широко применяется. Старение этих изоляторов может быть вызвано не только внешними факторами, такими как деградация поверхности из-за тока утечки и повреждения от дуг при ударах молнии, но и длительными механическими нагрузками или перепадами температур. Старение изоляторов напрямую связано с безопасной эксплуатацией линий электропередачи. Для выявления и удаления неисправных изоляторов с линий электропередачи отделы эксплуатации и технического обслуживания ежегодно затрачивают значительные трудовые, материальные и финансовые ресурсы. Поскольку фарфоровые изоляторы с нулевым значением не могут быть обнаружены при визуальном осмотре, их наличие представляет скрытую угрозу безопасности линии. Доля изоляторов с нулевым значением значительно варьируется среди продукции разных производителей. Статистика показывает, что общий годовой показатель старения подвесных фарфоровых изоляторов отечественного производства составляет примерно 0,02%.

б. Подвесные изоляторы из закаленного стекла с колпачком и штифтом

Подвесные изоляторы из закаленного стекла обладают явными преимуществами в своих характеристиках, которые в первую очередь проявляются в следующих аспектах:

а) Саморазрушение при потере изоляционных свойств, исключающее необходимость в контроле:

Если стеклянный изолятор получает дефект и теряет свои изоляционные свойства, он автоматически разрушается. Разрушенный диск разбивается на мелкие частицы и отрывается, в то время как металлическая крышка и шарик остаются целыми, сохраняя более 60% механической прочности, что делает падение линии маловероятным. Отрыв легко заметить, что позволяет своевременно произвести замену без необходимости проверки каждого устройства на наличие нулевого значения.

б) Устойчивость к старению:

После закалки на внешнем слое стеклянного корпуса возникает сжимающее напряжение, что увеличивает его поверхностную прочность на растяжение (примерно в 2,2 раза по сравнению с фарфором) и делает его менее подверженным растрескиванию поверхности. Эта прочность на растяжение не снижается со временем; его электрические и механические свойства остаются практически неизменными во время эксплуатации, а процесс старения происходит значительно медленнее, чем у фарфоровых изоляторов. Это подтверждено многочисленными сравнительными испытаниями.

с) Лучшая импульсная выдерживаемая напряжение, чем у фарфоровых изоляторов:

Диэлектрическая прочность обычного натриево-кальциевого стекла может достигать 1350–1700 кВ/см, что примерно в 3,8 раза превышает показатели обычной керамики. Испытания показывают, что цепочка стеклянных изоляторов имеет напряжение пробоя примерно на 10 % выше, чем цепочка из фарфоровых изоляторов того же типа и количества. Кроме того, головка стеклянного изолятора не пробивается; пробивается только отводной диск (в то время как у фарфоровых изоляторов происходит пробой головки). Поскольку головка не пробивается, значительно сокращается количество случаев взрыва колпачка и последующего обрыва линии.

д) Хорошая виброустойчивость:

Испытания на усталость показывают, что после 15 миллионов циклов вибрации механическая прочность стеклянных изоляторов остается практически неизменной, в то время как прочность фарфоровых изоляторов снижается примерно на 17%.

е) Хорошая защита от загрязнений:

Эксплуатационные подразделения отмечают, что стеклянные изоляторы менее подвержены накоплению загрязнений, а дождевая вода эффективно их очищает, что приводит к уменьшению числа случаев пробоя от загрязнений. Кроме того, высокая прозрачность стекла позволяет легко обнаруживать дефекты и повреждения во время строительства, облегчает

браковать некачественную продукцию, облегчает наблюдение за накоплением загрязнений и упрощает очистку во время технического обслуживания.

Однако недостатком стеклянных изоляторов является то, что корпус изолятора подвержен растрескиванию под воздействием внешних сил, а у ранних моделей наблюдался относительно высокий показатель саморазрушения. Недавний опыт эксплуатации показывает, что показатель саморазрушения некоторых стеклянных изоляторов значительно ниже заявленного производителем уровня в 0,02%.

С Композитные изоляторы

Композитные изоляторы обладают рядом характеристик, отличающихся от фарфоровых и стеклянных изоляторов:

а) Небольшие размеры и легкий вес: их вес составляет всего около 10–13 % от веса эквивалентной цепочки фарфоровых или стеклянных изоляторов.

б) Высокая механическая прочность.

с) Превосходная гидрофобность и гидрофобные свойства силиконовых резиновых кожухов: это обеспечивает высокое напряжение выдержки загрязнений и высокую стойкость к пробоям от загрязнений, устраняя необходимость в очистке и снижая нагрузку на эксплуатацию и техническое обслуживание.

д) Использование одинаковых материалов для внутренней и внешней изоляции: это, как правило, предотвращает пробой с нулевым значением, устраняя необходимость в контроле на наличие пробоев с нулевым значением.

е) Более низкая стоимость: Примерно 50% стоимости фарфоровых или стеклянных изоляторов.

Однако композитные изоляторы изготовлены из органического изоляционного материала, что неизбежно приводит к проблемам старения, и в настоящее время надежных методов обнаружения таких проблем не существует. Наибольший опыт эксплуатации композитных изоляторов за рубежом составляет около двадцати лет, и убедительных доказательств их срока службы пока нет, хотя общее мнение предполагает срок службы в 20–30 лет. Поэтому после определенного периода эксплуатации (примерно 10–15 лет) необходимо усилить мониторинг композитных изоляторов и своевременно производить их замену при обнаружении признаков старения. Различия в технологиях производства у разных поставщиков привели к случаям хрупкого разрушения сердечника из-за некачественной герметизации оболочки, что необходимо строго контролировать при проведении тендеров на поставку материалов. Кроме того, опыт эксплуатации показывает, что в условиях непрерывного небольшого дождя композитные изоляторы могут временно терять свои гидрофобные свойства, что снижает их защиту от пробоя при загрязнении. Поэтому при выборе пути утечки для композитных изоляторов необходимо в полной мере учитывать влияние различных климатических условий.

В данном проекте в качестве фазного проводника используется многожильный провод из алюминиевого сплава с термостойким покрытием и стальным сердечником 1×ASPT 400/64. Расчетная базовая скорость ветра составляет 32 м/с, а расчетная толщина наледи — 15

мм. В соответствии с требованиями «Правил электроустановок Республики Казахстан» и с учетом отзывов эксплуатационных подразделений, расположенных вдоль трассы, для натяжных, подвесных и перемычковых цепей проводников в данном проекте выбраны стеклянные изоляторы.

7.5.4.3 Определение количества изоляторов

Согласно таблице 101 в Приложении 1 к Правилам электроустановок Республики Казахстан, для линий 110 кВ–500 кВ, расположенных в зонах загрязнения класса III на высотах ниже 1000 метров, эффективная длина пути утечки изоляционной цепи должна составлять не менее 3,1 см/кВ.

7.5.4.4 Выбор типа изоляторов

В данном проекте провод каждой фазы представляет собой многожильный провод из алюминиевого сплава с термостойким покрытием и стальным сердечником 1×ASPT 400/64. Расчетная базовая скорость ветра составляет 32 м/с, а расчетная толщина наледи — 15

мм. Исходя из плана размещения опор в рамках данного проекта и с учетом отзывов эксплуатационных служб, расположенных вдоль трассы, выбраны следующие типы изоляторов:

- 1) Натяжная цепь проводника: для натяжных цепей на участках общей линии используются двухцепные стеклянные изоляторы 160 кН. Для натяжных цепей на пролетах входа/выхода подстанций используются одноцепные стеклянные изоляторы 160 кН.
- 2) Подвесная цепь проводника: используются однорядные стеклянные изоляторы типа I на 100 кН.
- 3) Перемычки: Используются гибкие перемычки, оснащенные однорядными стеклянными изоляторами типа I на 70 кН.

7.5.4.5 Выбранная модель изоляторов и количество штук

1) Натяжная цепь проводника: Для натяжных цепей используются одно- и двухрядные стеклянные изоляторы на 160 кН. Каждая цепь состоит из 19 стеклянных изоляторов PSV160A с конструктивной высотой 146 мм и расстоянием между изоляторами 540 мм.

2) Подвесная цепь проводника: Используются однорядные стеклянные изоляторы типа I на 100 кН. Каждая цепь

состоит из 19 стеклянных изоляторов PSD100E с конструктивной высотой 146 мм и расстоянием между изоляторами 425 мм.

3) Цепочка перемычек проводника: Для перемычек используются однострунные стеклянные изоляторы типа I на 70 кН. Каждая цепочка состоит из 19 стеклянных изоляторов PSD70E с конструктивной высотой 127 мм и путевым расстоянием 411 мм.

7.5.5 Проект системы молниезащиты

Для повышения уровня молниестойкости и снижения частоты срабатывания молниезащиты в рамках данного проекта приняты следующие меры:

1) На новых линиях установлены два заземляющих провода. Угол отклонения заземляющих проводов от крайних фазных проводников на опорах подвески и натяжения не должен превышать 10°.

2) Расстояние между двумя заземляющими проводами на опоре не должно превышать пятикратного вертикального расстояния между заземляющим проводом и фазовым проводом.

3) В середине пролета для пролетов стандартной длины расстояние между проводом и заземляющим проводом (при температуре 15 °C, отсутствии ветра и обледенения) должно проверяться с использованием следующей формулы:

$$S \geq 0,012L + 1$$

Где: S — расстояние между проводником и заземляющим проводом (м); L — длина пролета (м).

4) Сопротивление заземления опоры для данного проекта должно соответствовать требованиям Правил электроустановок Республики Казахстан. Сопротивление заземления для воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше не должно превышать значений, указанных в таблице 191 приложения 1.

Таблица 7.5.5-1 Сопротивление заземления опоры на частоте сети

Удельное сопротивление грунта (Ом · м)	≤100	100–500	500~1000	1000~5000	>5000
Башня	10	15	20	30	6 - 10 ⁻³

7.5.6

Выбор воздушного зазора

Зазор между токонесущими частями и конструкцией башни при соответствующих условиях отклонения под действием ветра

должен быть не меньше значений, указанных в таблице 7.5.6-1.

Таблица 7.5.6-1 Воздушный зазор между токонесущими частями и конструкцией опоры

Условия эксплуатации	Напряжение промышленной частоты	Переключател ьное перенапряжени е	Грозовое перенапряжени е	Рабочие
Минимальный зазор (м)	0,55	1,45	1,9	1.8

Примечание: Воздушный зазор для проведения работ под напряжением не включает зону деятельности человека. Поэтому для мест, где персонал должен находиться и работать, следует предусмотреть дополнительный запас на зону деятельности человека в **0,5 м**. Соответствующие метеорологические условия: температура $t = 15^{\circ}\text{C}$, скорость ветра $V = 10 \text{ м/с}$, отсутствие наледи

7.5.7 Башни

7.5.7.1 Планирование башен

Данный проект включает угловую опору J3215 и подвесную опору Z3215. Условия эксплуатации приведены в таблице ниже:

Таблица 7.5.7-1 Условия для башен (скорость ветра 32 м/с и толщина наледи 15 мм)

	Названи е	Диапазон углов (°)	Номинальн ая высота (м)	Типовой пролет (м)	Типовая номинальная высота / соответствующий горизонтальный пролет (м)		Вертикальн ый пролет (м)	Горизонтальный пролет для различной номинальной высоты (м)	Kv
					Номинал ьная высота	Горизонт альный пролет			
1	Z321 51	/	18~42	350	42	350	600	417~393~371~ 350 24 30 36 42	0,7 5
2	Z321 52	/	24~54	350	54	450	800	596~568~5636~ 506~477~450	0,6 5

								24 30 36	
								42 48 54	
3	J321 51	0-25	15-42	450/200	42	300/1 00	□500/□150		
4	J321 52	25-50	15-42	450/200	42	300/1 00	□500/□150		
5	J321 53	50-80	15-42	450/200	42	300/1 00	□500/□150		
6	J321 54	80~ 90 и Терминал- 0~90	15~42	450/200 600/50	42	300/1 00 350/5 0	□500/□150 □500/□50		
7	J321 54-2	80~ 90 и Терминал- 0~90	15~42	450/200 600/50	42	300/1 00 350/5 0	□500/□150 □500/□50		

Примечание: 1. При расчете углов прогиба от ветра для прямых опор средняя высота нижнего фазного провода принимается равной 15 м. Значения Kv в таблице соответствуют расчетным значениям для средней высоты нижнего фазного провода 15 м.

2. Для прямых опор с номинальной высотой, не указанной в столбце «Горизонтальный пролет для различной номинальной высоты» (с шагом 3 м), соответствующий горизонтальный пролет определяется по принципу «округления в большую сторону», т. е. принимается значение горизонтального пролета для следующей более высокой номинальной высоты.

7.5.7.2 Основные стандарты, нормы и правила

- 1) Правила устройства электрооборудования (ПУЭ_РК_2022)
 - 2) Строительные нормы по сейсмостойкости (СН-РК-2.03-30-2018)
 - 3) Соответствующие национальные законы и нормативные документы Казахстана.
 - 4) Национальные технические стандарты, нормы и правила Казахстана и энергетической отрасли.
 - 5) Правила Национальной энергосистемы Казахстана.
- Другие соответствующие нормы, спецификации, технические положения и справочные материалы.

7.5.7.3 Технические условия на проектирование конструкций опор

1. Расчет внутренних сил

При проектировании конструкции опоры для анализа внутренних сил используется метод расчета по предельному состоянию первого рода, основанный на теории вероятности.

2. Нагрузки

1) Период повторяемости нагрузки: 25 лет;

2) Высота, на которой определяется эталонная скорость ветра, соответствует «Приказу об утверждении правил устройства электросетей», и рассчитывается начиная с 10 м над уровнем земли. Категория неровности рельефа земли принята как класс А;

3) Расчет нагрузок на башню включает сценарии сильного ветра, обрыва проводов, наледи и монтажных нагрузок.

4) Стандартная ветровая нагрузка, действующая на конструкцию башни, представляет собой сумму средней и пульсирующей составляющих ветра. Ее величина рассчитывается как 1,5-кратная средняя ветровая нагрузка для самонесущих башен и 1,6-кратная для башен с оттяжками, как указано в «Приказе об утверждении правил монтажа электротехнических сооружений».

5) Вертикальные нагрузки в условиях обледенения должны учитывать коэффициенты увеличения, такие как коэффициент важности, региональный коэффициент, частичный коэффициент и коэффициент эксплуатационных условий, как указано в «Приказе об утверждении правил монтажа электротехнических сооружений»

».

6) Сейсмические нагрузки

Проект проходит сейсмическую проверку в соответствии с требованиями Строительных норм и правил по сейсмостойкости (СПРК-2.03-30-2018) для данного региона.

7.5.7.4 Оптимизация башни

(1) Оптимизация ширины основания и угла наклона корпуса опоры

Ширина верхнего и нижнего отверстий и угол наклона корпуса башни напрямую влияют на общую жесткость и вес башни. Для прямых башен в данном проекте, при соблюдении конструктивных требований к поперечинам и критериев деформации, ширина отверстия башни не должна быть чрезмерно большой, так как это увеличивает расход вспомогательных материалов и негативно влияет на вес башни. Что касается выбора угла наклона, то по возможности следует выбирать меньший угол, при условии, что разница в весе башни будет незначительной. Это позволяет минимизировать площадь отвода земельного участка и способствует охране окружающей среды.

(2) Конфигурация поперечного сечения башни

По сравнению с башенками с плоским сечением башни с квадратным сечением обладают более высокой общей устойчивостью. Это повышает продольную жесткость прямых башен, улучшает сопротивление нагрузкам от льда, снега и ветра, а также предотвращает каскадные разрушения. Поэтому для башен данного проекта рекомендуется использовать квадратное сечение.

(3) Оптимизация сечений башни

Расстояние между секциями башни значительно влияет на выбор материала и вес башни. При расположении компонентов башни длина секции основного элемента должна определяться на основе таких факторов, как экономический коэффициент удлиненности основных материалов и угол между диагональными элементами и горизонтальной плоскостью. Результаты исследований, проведенных как в стране, так и за рубежом,

установили экономическое отношение удлиненности для широко используемого углового профиля, рекомендуя оптимальный угол между диагональными элементами и горизонтальной плоскостью в диапазоне от 35 до 45 градусов.

(4) Расположение и оптимизация диагональных элементов башни

Оптимизация расположения диагональных элементов сосредоточена на двух аспектах: во-первых, рациональное расположение К-образных диагональных элементов для преобразования системы напряжений в местах пересечения в систему растяжения-сжатия, что позволяет избежать одновременного сжатия. Как правило, первый набор диагональных элементов в местах перехода уклона башни имеет форму перевернутых К-образных элементов. Во-вторых, правильная настройка углов диагональных элементов по отношению как к горизонтальной плоскости, так и к основным элементам для сбалансирования распределения напряжений в диагональных элементах и эстетики конструкции.

(5) Расположение и оптимизация диагональных элементов корпуса башни

В результате непрерывной оптимизации в рамках нескольких проектов сформировалось несколько типичных конфигураций диафрагм. Распространенные типы диафрагм показаны на рисунке 7.5.7-1.

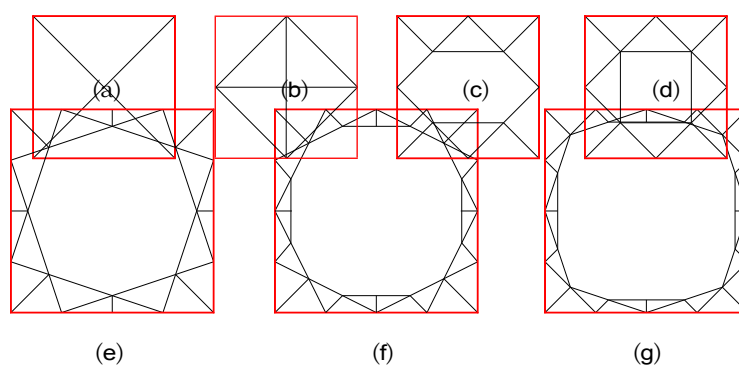


Рисунок 7.5.7-1. Типичные конфигурации диафрагм

На основе на прошлого инженерному опыт, этот принцип выбора выбора конфигураций с поперечными раскосами в башнях из углового профиля заключается в следующем: для

головке башни или участках с меньшим поперечным сечением в первую очередь используются схемы а, b, с и d. Для участков с большим поперечным сечением в первую очередь используются схемы e, f и g.

(6) Оптимизация длины опор башен

Использование длинных и коротких опор при проектировании башен является наиболее эффективным средством защиты окружающей среды вдоль линии электропередачи. Исходя из характеристик проекта, все серии башен в холмистых районах проектируются с использованием всенаправленных конфигураций с длинными и короткими опорами. Минимальная разница в высоте опор составляет 1 метр, а максимальная ограничивается 3 метрами. Различия в высоте опор башни и корректировки основной колонны фундамента используются для адаптации к различной горной местности. При проектировании опор башни, особенно более длинных, угол между основными диагональными элементами не должен быть менее 18 °. Кроме того, несущая способность вспомогательных элементов в опорах башни должна быть соответствующим образом увеличена для обеспечения общей жесткости опор.

(7) Проектирование и оптимизация конструкции узлов башни

1) Соединения поперечин с корпусом башни предпочтительно должны быть двусторонними.

2) Если это конструктивно возможно, следует использовать двухрядные линии выравнивания.

3) В узловых соединениях может использоваться нестандартная выравнивательная линия болтов. Для уменьшения отрицательных торцевых зазоров элементов следует применять такие меры, как снятие фаски, обрезка концов и обратная обрезка, что позволяет добиться компактной и рациональной конфигурации узлов.

4) Если основные элементы представляют собой двухрядные линии выравнивания, вспомогательные элементы могут соединяться с внешней линией выравнивания основных элементов. Такой подход улучшает зазоры соединений между вспомогательными элементами и основными/диагональными элементами, одновременно сокращая длину вспомогательных элементов для уменьшения веса башни.

7.5.7.5 Материалы башни

Все компоненты башен в данном проекте изготовлены из углового профиля с равными сторонами. Необходимо просверлить отверстия для подвешного углового профиля. Для соединения компонентов башен используются болтовые соединения, а для оснований башен и локальных конструкций — сварка. Указаны болты М16, М20 и т. д. Все компоненты башен данного проекта подвергаются горячему цинкованию для защиты от коррозии.

7.5.8 Фундамент

7.5.8.1 Тип фундамента

(1) Принципы выбора фундамента

При выборе схем фундаментов следует руководствоваться следующими принципами:

1) Выбирать подходящий тип фундамента на основе всестороннего анализа и сравнения с учетом топографии, геологических характеристик и транспортных условий проекта;

2) Уделяйте приоритетное внимание безопасности и надежности, стремясь при этом к экономической эффективности и экологической устойчивости, чтобы свести к минимуму воздействие строительства на окружающую среду;

3) Используйте уникальные характеристики каждого типа фундамента, выбирая соответствующие конструкции для различных топографических и геологических условий;

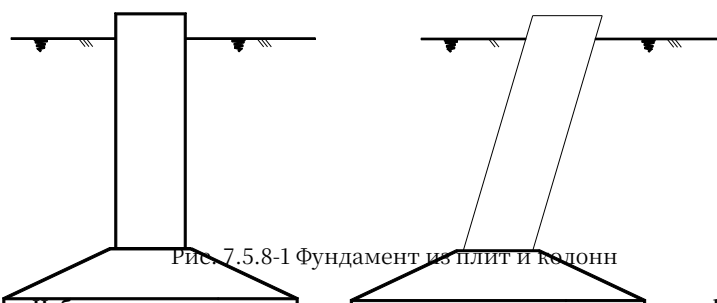
4) для неблагоприятных грунтов предлагать специализированные типы фундаментов и меры по их обработке.

(2) Выбор фундамента

Исходя из общей топографии проекта, геотехнических условий, ограничений, связанных со строительством и транспортировкой, а также характеристик нагрузки на фундамент, рекомендуется использовать сборный фундамент из плит и колонн. Этот выбор соответствует принципам технологического прогресса, безопасности, надежности, экономической эффективности и соответствия национальным условиям.

В случае плохих геологических условий с низкой несущей способностью, особенно там, где грунтовые воды могут привести к обрушению котлована или глубокая выемка грунта нецелесообразна,

неглубоко заглубленные фундаменты из сборных больших плит могут удовлетворить требованиям проекта и облегчить строительство. Однако при проектировании необходимо контролировать осадку фундамента и дифференциальную осадку. Данный тип фундамента подходит для различных связных грунтов с грунтовыми водами или без них.



7.5.8.2

Неблагоприятные геологические условия и методы соединения фундаментов

1) При выборе и определении трассы следует учитывать местные условия. Следует избегать участков с неблагоприятными геологическими особенностями, такими как оползни и овражная эрозия, и предотвращайте неблагоприятное воздействие вечной мерзлоты на места установки башен.

2) Для соединения опоры с фундаментом следует использовать анкерные болты, соответствующие действующим национальным стандартам качества.

8. Система противопожарной защиты

8.1 Объем и основные принципы проектирования противопожарной защиты

8.1.1 Общая планировка

Расстояния между пожарными перегородками для каждого здания и сооружения приведены в таблице 8.2-1.

Таблица 8.2-1 Расстояния пожарной безопасности для сооружений и оборудования подстанций (м)

Наименование (объекта) Производственные здания	Производственны е здания	Наружное электрораспреде лительное оборудование	Резервуар для нефти общего назначения

Наименование (объекта)	Производственные здания	Наружное электрораспределительное оборудование	Резервный масляный бак
Производственные здания	/	/	5
Наружное электрораспределительное оборудование	10	/	5
Масляный трансформатор	10	-	5
Резервуар для нефти на случай чрезвычайных ситуаций	5	5	/
Примечание:	1. Конструкция данного проекта имеет класс огнестойкости 2 для производственных зданий и класс 2 для бытовых зданий. 2. В данном проекте для наружного распределения электроэнергии используются SF6 (безмасляные).		

2) Классификация пожарной опасности и класс огнестойкости основных зданий

- 1) Пожароопасность здания управления относится к классу D, а класс огнестойкости — к II уровню.
- 2) Класс пожарной опасности административного здания — D, а класс огнестойкости — II;
- 3) Класс пожарной опасности гаража и складского здания — C, а степень огнестойкости — II;
- 4) Класс пожарной опасности насосной и резервуара с водой для пожаротушения — E, а класс огнестойкости — II;
- 5) Класс пожарной опасности контрольного здания — E, а класс огнестойкости — II;
- 6) Класс пожарной опасности хранилища опасных отходов — C, а класс огнестойкости — II;
- 7) Класс пожарной опасности насосной станции глубокого колодца — E, а класс огнестойкости — II.

8.2 Система пожарного водоснабжения и установка переносных огнетушителей в зданиях и сооружениях

(1) Проектирование системы пожарного водоснабжения

Исходя из объема и класса огнестойкости главного здания, подстанция оборудована системой наружных пожарных гидрантов. Расчетная потребность в воде для наружного пожаротушения составляет 20 л/с. Количество пожаров в течение одного и того же периода времени определяется как один, а продолжительность рассчитывается как 2 часа. Главный трансформатор данного проекта имеет мощность 360 МВ·А на единицу.

Согласно техническим условиям, главный трансформатор данного проекта должен быть оснащен системой водяного орошения или другим стационарным устройством пожаротушения.

На территории станции на открытом воздухе установлена система кольцеобразных противопожарных труб. Вдоль этих труб расположены наружные пожарные гидранты. Расстояние между подземными пожарными гидрантами на территории насосной станции составляет менее 120 метров, а расстояние между надземными пожарными гидрантами на территории энергохранилища — менее 60 метров.

Наружные трубопроводы для подачи воды на тушение пожаров изготовлены из армированных стальной сеткой пластиковых композитных труб или бесшовных стальных труб и проложены непосредственно под слоем мерзлого грунта.

(2) Резервуар для воды и пожарный насос

Подстанция оснащена автономной системой пожарного водоснабжения. На данном этапе планируется, что водоснабжение для тушения пожаров будет осуществляться за счет скважин, пробуренных на территории подстанции, либо с помощью автоцистерн. Система пожарного водоснабжения подстанции в рамках данного проекта состоит из резервуара для воды, пожарных насосов и трубопроводной сети.

Вариант 1: Главный трансформатор будет оснащен системой пожаротушения с распылением воды.

Емкость резервуара для воды на случай пожара составляет 300 м³. Резервуар для воды на случай пожара расположен под землей, и время, необходимое для его повторного наполнения,

оценивается не более чем в 48 часов.

Подробные сведения о расходе воды для пожаротушения см. в таблице 8.2-1:

№	Тип пожаротушения	Норма расхода воды (л/с)	Время действи я (ч)	Расход воды (м³)
1	Наружные пожарные гидранты в зоне хранения энергоносителей	20	3	216
2	Распыление воды в отсеке аккумуляторной батареи	10	1	35
3	Наружные пожарные гидранты на подстанции	20	2	144
4	Водоразбрызгиватель главного трансформатора	100	0,4	144
5	Всего	1 ед. + 2 ед.		251
6	Примечание: Расход воды на пожаротушение рассчитывается исходя из максимального объема Всего 3 ед. + 4 ед. 288 воды, используемой для тушения пожаров на станции, который включает расход воды на орошение			

главного трансформатора и расход воды из наружных пожарных гидрантов.

Пожарный насос расположен в интегрированном насосном помещении, в котором установлены 3 основных пожарных насоса (2 в эксплуатации и 1 в режиме ожидания), 2 насоса для стабилизации давления пожарного водоснабжения и 1 пневматический резервуар.

Нагнетательный насос пожарной системы оснащен частотно-регулируемым приводом для обеспечения нормального давления в пожарной трубопроводной сети. На данный момент

максимальная общая потребность в воде для пожаротушения на территории станции принимается равной 120 л/с.

Предварительные параметры противопожарного оборудования следующие: Основной пожарный насос: Q=60 л/с, H=80 м, всего 3 единицы (2 в работе, 1 в резерве);

Насос стабилизации давления для пожаротушения: Q=5 л/с, H=90 м, всего 2 единицы (1 в работе, 1 в резерве);

Воздушный резервуар: SQL1200-1.6, 1 шт., Ø1200.

Вариант 2: В главном трансформаторе используется система слива масла и впрыска азота.

Емкость резервуара для воды на пожаротушение составляет 260 м³. Резервуар для воды на пожаротушение расположен под землей, и время, необходимое для его повторного наполнения, оценивается не более чем в 48 часов.

Подробные сведения о расходе воды для пожаротушения см. в таблице 8.2-2:

№	Тип пожаротушения	Норма расхода воды (л/с)	Время действия (ч)	Расход воды (м³)
1	Наружные пожарные гидранты в зоне хранения энергоносителей	20	3	216
2	Распыление воды в отсеке аккумуляторной батареи	10	1	35
3	Наружные пожарные гидранты на подстанции	20	2	144
4	Всего	1 товар + 2 товара		251
5	Всего	3 ед.		144

Примечание: Требования к объему воды для тушения пожара основаны на максимальном количестве

воды, используемой для тушения пожара на станции, включая наружные пожарные гидранты в зоне хранения энергии, а также систему водяного распыления для аккумуляторного отсека

Пожарный насос расположен в объединенном насосном помещении, в котором установлены 2 основных пожарных насоса (1 в рабочем режиме и 1 в режиме ожидания), 2 насоса для поддержания давления в пожарной системе и 1 пневматический резервуар.

Пожарный напорный насос оснащен системой управления с преобразованием частоты для обеспечения нормального давления в пожарной трубопроводной сети. На данный момент максимальная общая потребность в воде для тушения пожара на территории станции принимается равной 30 л/с.

Предварительные параметры следующие:

Основной пожарный насос: $Q=30$ л/с, $H=60$ м, всего 2 единицы (1 в работе, 1 в резерве);

Насос стабилизации давления для пожаротушения: $Q=1$ л/с, $H=70$ м, всего 2 единицы (1 в работе, 1 в резерве);

Воздушный напорный резервуар. SQL1200-1.6, 1 шт., Ø1200.

Рекомендуемое решение:

Система пожаротушения с распылением воды: пожаротушение достигается за счет охлаждающего эффекта и создания кислородного барьера струями водяного тумана. Система работает на основе обнаружения пожара и ручного подтверждения и обладает относительно высокой эффективностью пожаротушения (благодаря более полному покрытию туманом).

Система пожаротушения с сливом масла и впрыском азота: сначала сливают масло, чтобы снизить давление в топливном баке. Затем впрыскивают азот для смешивания и охлаждения масла, тем самым предотвращая повторное возгорание. Система также обладает взрывозащитными свойствами. Она может завершить процесс пожаротушения в течение 20–30 секунд.

Оба типа систем пожаротушения подходят для масляных трансформаторов.

Системы водяного распыления требуют высоких начальных инвестиций, а оборудование системы пожаротушения включает пожарные насосы, узлы клапанов залива и пожарные трубопроводы. Стоимость спринклеров, наружных пожарных гидрантов и т. д. составляет примерно 950 500 юаней. Система пожаротушения с сливом масла и впрыском азота относительно недорога. Затраты на систему пожаротушения, включая пожарный насос, оборудование для слива масла и впрыска азота, пожарные трубы и наружные пожарные , составляют примерно 854 000 юаней.

Кроме того, система слива масла и впрыска азота не зависит от источников воды, что делает ее подходящей для регионов с дефицитом воды или с суровым климатом.

После технико-экономического сравнения рекомендуется использовать систему пожаротушения, которая сбрасывает масло и впрыскивает азот.

(3) Система переносных огнетушителей

1) Здания и сооружения на территории подстанции

В каждом здании на территории подстанции в соответствии с соответствующей категорией пожара и уровнем пожарной опасности установлены ручные порошковые огнетушители.

2) Территория ветропарка

Переносные порошковые огнетушители установлены в гондоле каждой ветротурбины и на трансформаторной подстанции каждой ветротурбины в зоне ветропарка.

3) Трансформатор

Вокруг трансформатора размещены переносные порошковые огнетушители, ящики с песком и пожарные лопаты.

(4) Другие средства пожаротушения

Объем масляной ванны главного трансформатора рассчитан на не менее 20% объема масла главного трансформатора. Эффективный объем аварийного масляного резервуара рассчитан на не менее 100% объема масла самого крупного главного трансформатора.

В случае пожара масло из **трансформатора** сливается в аварийный масляный резервуар для безопасного хранения, что позволяет перекрыть источник горючего для трансформаторного пожара.

Моторный отсек и нижняя плита моторной платформы, ступица, слой оборудования в основании башенной конструкции и различные электрические шкафы вентиляторной установки должны быть оснащены автоматическими системами пожаротушения. Эти системы должны быть сконфигурированы самим производителем вентилятора в соответствии с требованиями пожарной безопасности.

(5) Проект противопожарной вентиляции

Вентиляция в распределительном помещении 35 кВ, аккумуляторном помещении, помещении оборудования SVG и других помещениях с электрооборудованием подстанции осуществляется за счет естественного притока воздуха и механической вентиляции.

Вытяжная система включает аварийный вытяжной вентилятор, который также может использоваться для вентиляции в межсезонье.

Системы вентиляции и кондиционирования воздуха соединены с системой пожаротушения. В случае пожара питание систем вентиляции и кондиционирования воздуха автоматически отключается, и системы прекращают работу. После тушения пожара осевые вентиляторы запускаются вручную для удаления дыма из помещения.

8.3 Проект электрооборудования для противопожарной защиты

(1) Электропитание систем противопожарной защиты и аварийного освещения

Пожарный насос в зоне станции относится к нагрузке класса 1. Электропитание системы пожарного водоснабжения обеспечивается за счет электроэнергии станции. Кабели системы пожарного водоснабжения изготовлены из огнестойких материалов.

Аварийное освещение диспетчерского здания питается от системы постоянного тока с устройством преобразования переменного тока в постоянный. Важные рабочие зоны, такие как выходы, коридоры и лестничные клетки, оснащены указателями аварийной

. Продолжительность работы аварийного освещения составляет не менее 45 минут, а автономность источника питания для рабочего аварийного освещения — не менее 3 часов. Все светильники аварийного освещения и указатели эвакуации закрыты защитными кожухами из стекла или негорючих материалов.

Аварийное освещение для эвакуации персонала должно обеспечивать освещенность не менее 1,0 лк на полу и не менее 5,0 лк в лестничных клетках.

(2) Система пожарной сигнализации

В рамках данного проекта планируется установить небольшую систему пожарной сигнализации в зоне бустерной станции и в каждом помещении с инверторами, которая включает в себя устройства обнаружения (точечные или кабельные датчики, ручные устройства сигнализации), централизованные устройства сигнализации, устройства питания и устройства блокировки сигналов. Централизованное устройство сигнализации расположено в главном диспетчерском помещении бустерной станции, при этом точки обнаружения подключены напрямую к централизованному устройству сигнализации.

В случае возникновения пожара в зоне подстанции, включая оборудование и помещения, а также различные помещения с инверторами, на централизованной системе сигнализации немедленно подается звуковой и световой сигнал, а также регистрируются место и время возникновения пожара. После подтверждения можно вручную активировать соответствующие средства пожаротушения для организации пожаротушения. Планируется использовать метод скоординированного управления для управления вентиляторами и системами кондиционирования воздуха в распределительном здании зоны

, а также контролировать их сигналы обратной связи.

8.4 Огнезащита кабелей

За исключением кабелей, необходимых для систем пожаротушения, таких как вентилятор системы пожаротушения, все остальные кабели, используемые в данном проекте, являются огнестойкими.

Используйте огнестойкие материалы для огнезащиты кабелей, наполнители или огнезащитные мешки с классом огнестойкости не менее 2 часов для

заделки проемов в шахтах или отверстий в стенах, ведущих в диспетчерскую, а также в нижней части шкафов панелей.

В кабельных туннелях и траншеях для кабелей важных цепей должны быть установлены огнестойкие разделительные конструкции, такие как огнестойкие панели и огнезащитные мешки. Кабельные проемы в противопожарной перегородке должны быть заделаны огнестойкими кабельными заглушками, а также должны быть приняты меры для предотвращения распространения пламени.

8.5 Проект противопожарной защиты оборудования для накопления энергии

Аккумуляторные батареи в данном проекте будут размещены в сборном отсеке, при этом в качестве устройства накопления энергии планируется использовать литий-железо-фосфатные батареи.

Пожароопасность помещения с аккумуляторными батареями оценивается в соответствии со стандартами классов А и В, с минимальным классом огнестойкости II.

Помещение с аккумуляторными батареями оснащено переносными порошковыми огнетушителями, а уровень пожароопасности классифицируется как высокий. В зоне хранения энергии должна быть установлена наружная система водоснабжения для пожаротушения, подключенная к наружным пожарным трубам от станции повышения давления. В зоне хранения энергии должно быть установлено несколько подземных наружных пожарных гидрантов, оснащенных пожарными шлангами, насадками и гаечными ключами.

ключами.

Пожарные гидранты должны быть равномерно распределены вдоль дороги в пределах зоны ограниченного доступа с интервалом не более 60 метров. При этом количество используемых пожарных шлангов не должно быть менее 4, а расход воды на гидрантах — не менее 20 л/с. Кроме того, на открытом воздухе должно быть установлено несколько ящиков с песком для тушения пожара, а также лопаты, ведра и другое противопожарное оборудование. В зоне хранения энергоносителей должен быть установлен пожарный топор для экстренного открывания дверей. Кроме того, для облегчения эвакуации персонала

и тушения пожара во время пожара в специальных шкафах для оборудования должно быть размещено несколько респираторов с положительным давлением.

Отсек аккумуляторных батарей оснащен системой пожаротушения с использованием полностью погруженного в жидкость перфтороктанона. В аккумуляторном отсеке предусмотрен разъем для подключения системы водяного распыления, причем источник воды берется из системы пожарного водоснабжения. В нижней части аккумуляторного отсека установлен водоотводный желоб, а также система сигнализации о горючих газах и детекторы дыма или аспирационные детекторы дыма. Система противопожарной защиты внутри аккумуляторного отсека настраивается производителем накопителя энергии.

Трубопровод системы водяного орошения для тушения пожара проложен в верхней части кабины и рассчитан на обеспечение полного покрытия и тушения неконтролируемых пожаров внутри кабины. На внешней стороне стен кабины расположен стандартный разъем пожарного гидранта DN65, который может быть подключен к системе пожарного водоснабжения станции.

Система распыления воды для аккумуляторного отсека использует расход воды $W = 10$ л/(мин·м²). Давление в форсунках в наиболее критической точке составляет 0,2 МПа. Предполагается, что время подачи воды составляет 1 час. Общий объем воды, необходимый для тушения пожара в одном аккумуляторном отсеке (20 футов), составляет примерно 35 м³.

Кроме того, в зоне хранения энергии должен быть установлен резервуар для сточных вод пожаротушения объемом не менее 35 м³. В нижней части аккумуляторного отсека должен быть установлен слив. После срабатывания системы водяного орошения аккумуляторного отсека сточные воды от тушения пожара будут стекать через слив в нижней части отсека и поступать в резервуар для сточных вод от тушения пожара через подземную дренажную трубу. После тушения пожара сточные воды из резервуара должны быть откачаны и транспортированы для очистки компанией, имеющей соответствующую квалификацию по утилизации.

Кроме того, устройство накопления энергии должно быть оснащено системами вентиляции, а вентиляционное и кондиционерное оборудование должно быть взрывозащищенного типа. Система пожаротушения для устройства накопления энергии поставляется в комплекте производителем устройства накопления энергии.

Распределительные помещения распределительных устройств и трансформаторных подстанций на территории склада оснащены ручными порошковыми огнетушителями для тушения пожаров. Уровень пожарной опасности классифицируется как средний. Кроме того, на территории склада на открытом воздухе установлено определенное количество передвижных порошковых огнетушителей.

9 Инженерные работы

9.1 Инженерные и геологические условия

Проект ветроэлектростанции мощностью 500 МВт с накопителем энергии 300 МВт·ч в Караганде (Казахстан) предусматривает установку ветрогенераторов общей мощностью 500 МВт, оснащенных накопителем энергии 150 МВт/300 МВт·ч. Всего будет установлено 63 ветрогенератора мощностью 8 000 кВт каждый, что обеспечит общую установленную мощность около 500 МВт. Согласно «Стандартам классификации и проектной безопасности ветровых электростанций» (NB/T 10101-2018), проект относится к категории крупномасштабных. Уровень проектирования фундамента для ветрогенераторов — класс А, уровень конструктивной безопасности — I, а расчетный срок службы конструкции составляет 50 лет.

Ветрогенераторы в основном расположены на наклонной местности и вершинах холмов. Согласно региональным геологическим данным, толщина поверхностного слоя почвы и растительности на склоне составляет около 0,2 м, под которым находится слой гравийно-песчаной и галечной почвы с характерной несущей способностью 600 кПа. Этот слой обладает достаточной несущей способностью, чтобы служить несущим слоем фундамента.

Согласно данным региональных геологических исследований, толщина поверхностного слоя почвы и растительности на участке подстанции составляет примерно 0,2 м, под которым находится слой твердой глины с несущей способностью 312 кПа. Этот слой твердой глины подходит для использования в качестве несущего слоя фундамента подстанции. Согласно отчету о региональных геотехнических изысканиях, расчетное пиковое ускорение грунта для грунта класса IV составляет 0,032, а для грунта класса II — 0,043. Таким образом, сейсмическая интенсивность в данном регионе оценивается в 6 баллов

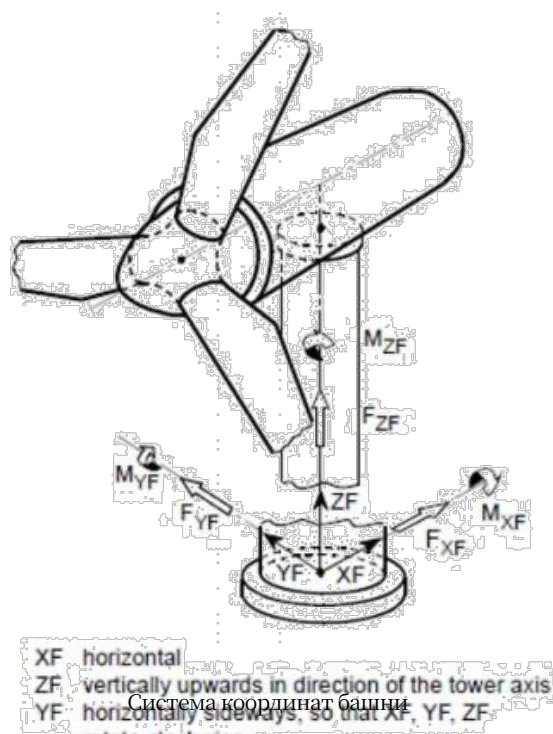
с сейсмическим ускорением 0,05 g.

9.2 Проект строительных работ для оборудования, связанного с ВЭУ

9.2.1 Проектирование фундаментов для ВЭУ

На данном этапе проекта предусмотрена установка 63 ВЭУ, каждая из которых имеет мощность 8 000 кВт, с использованием конфигурации «один к одному» с трансформаторами, а также выбор 63 средневольтных распределительных устройств (MVPS).

Ниже приведена диаграмма нагрузок, показывающая нагрузки, передаваемые от верхней конструкции ветрогенератора к месту соединения в нижней части башни:



Значения нагрузок, передаваемых от верхней конструкции ВЭУ к месту соединения с основанием башни для данного проекта, приведены в таблице ниже (предоставлено производителем турбин, без учета коэффициентов безопасности):

Вариант нагрузки	F_x (кН)	F_y (кН)	F_z (кН)	M_x (кН·м)	M_y (кН·м)	M_z (кН·м)
Нормальная нагрузка на основание башни	984,7	10,1	6446,7	12129	107808	2419,8
Фундамент ветрогенератора должен выдерживать нагрузки, передаваемые от основания башни, включая вес турбины, изгибающие моменты и горизонтальные силы. Ввиду неопределенности, связанной с основной нагрузкой — ветровой нагрузкой — требования к фундаменту и грунту относительно высоки. ВЭУ располагаются на наклонной местности и вершинах холмов. На глубине, соответствующей	173,6	1420,8	6438,6	141637	13851	2595,3

глубине заглубления фундамента слой грунта состоит из кварцевого гравия и гальки с характерной несущей способностью 600 кПа, что достаточно для удовлетворения требований к несущей способности фундаментов турбин. Поэтому фундаменты ВЭУ единообразно проектируются как фундаменты гравитационного типа на естественном грунте.

Распространенные типы фундаментов для ВЭУ со стальной башней включают гравитационные фундаменты с распределением нагрузки и фундаменты с ребристыми балками.

а. Фундамент гравитационного типа: этот тип может выдерживать нагрузки со всех сторон в диапазоне 360°, обеспечивает превосходную общую целостность с надземной частью и является наиболее широко используемым типом фундамента для ВЭУ, с отработанным и хорошо отработанным процессом строительства. Однако из-за толстого слоя бетона в центральной области вокруг башни во время гидратации бетона выделяется значительное количество тепла. Кроме того, область вокруг кольца анкерных болтов имеет плотную арматуру, что затрудняет связывание арматуры и заливку бетона.

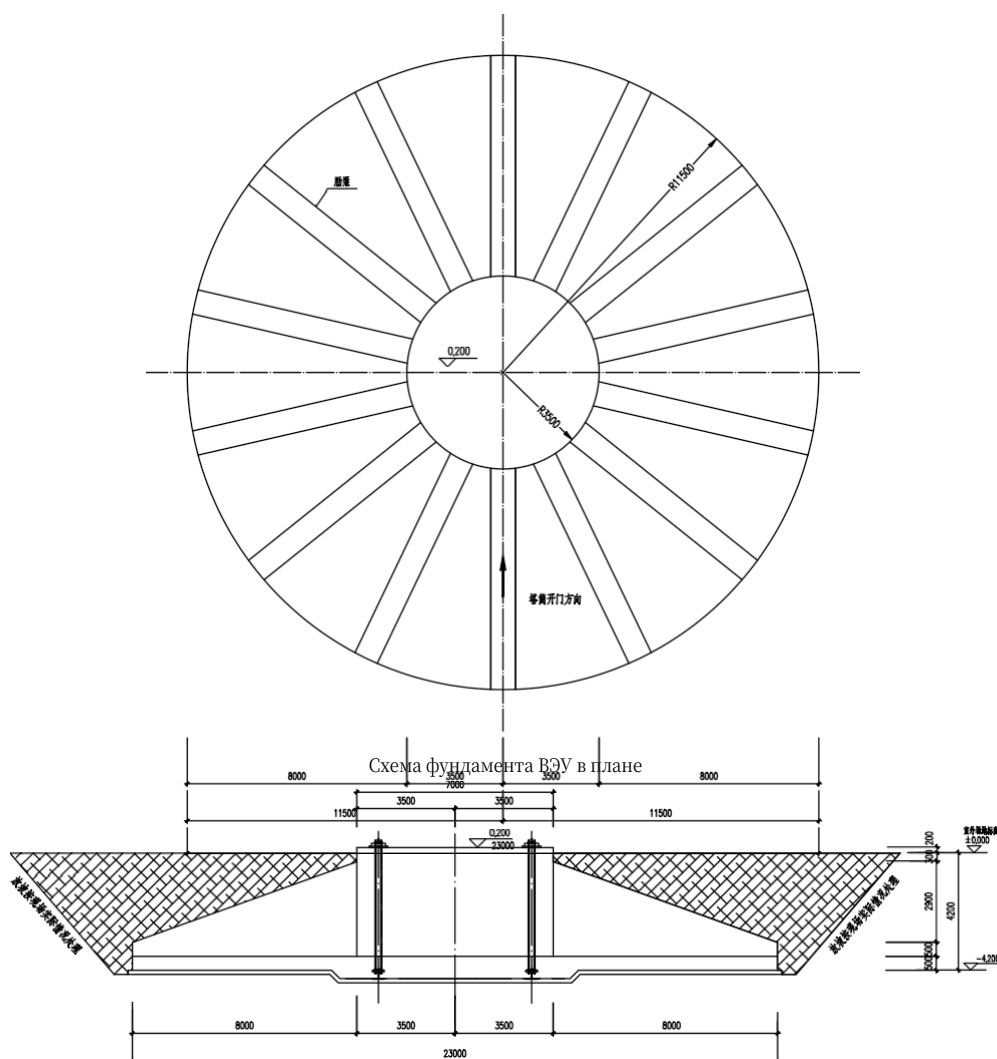
б. Фундамент с ребристыми балками более экономичен с точки зрения использования бетона по сравнению с фундаментами гравитационного типа, и он позволяет лучше контролировать тепло гидратации бетона. Однако он требует большего количества опор для опалубки; во время засыпки требуется более высокое качество засыпочного грунта и более строгие требования к уплотнению, что приводит к относительно более высокой сложности строительства.

Ниже приводится сравнение различий в инженерных показателях между фундаментами гравитационного типа и фундаментами с ребристыми балками:

	фундаменты гравитационного типа	фундаменты с ребристыми балками
Бетон C45 (м³)	59256,75	34543,53
Сталь HRB400 (т)	6518,24	5181,53
антикоррозионное покрытие для основных поверхностей (м²)	30292,92	53117,19
выемка грунта под фундамент (м³)	146503,81	157040,10

Засыпка фундамента (м³)	88318,69	122 496,57
Трубы конденсатора (м)	78750	13230

После всестороннего сравнения и анализа в рамках данного проекта предполагается использовать ребристый фундамент, опирающийся на естественный грунт. Фундамент ветрогенератора имеет диаметр 23 м и глубину заглубления 3,9 м, для его изготовления используется бетон марки С45 с подушкой из обычного бетона марки С20.



Вид фундамента ВЭУ в разрезе

На данном этапе проектирование фундамента ВЭУ осуществляется с использованием

программного обеспечения «Windpower», при этом расчеты основаны на китайских стандартах (GB).

Результаты расчетов следующие:

(1) Расчет площади основания фундамента, отделенного от слоя грунта

	Площадь основания основани я фундамента, отделенного от слоя грунта (м²)		Доля	Допустимая доля	соответствует ли требованиям	
Нормальная нагрузка на основание башни		0,0		0,0	0,0	Соответствует требованиям
(2) проверка несущей способности фундамента						
Предельная нагрузка на основание башни		P_k 23,857 p_{kmax}	0,05 ()	1,2 (25)	соответствует ли требованиям	Соответствовать требованиям
Нормальная нагрузка на основание башни	100,79	195,278	600,0	720,0	Соответствие требованиям	
Максималь ная нагрузка на основание башни	106,399	226,465	600,0	720,0	Соответствует требованиям	
(3) проверка устойчивости к опрокидыванию						
башни	Значение момента		Момент сопротивления		Коэффици	соответствует
	опрокидывания (кН·м)		опрокидыванию (кН · м)		ент безопаснос ти	ли требованиям
Нормальн ая нагрузка на башню	112865,366		481573,006		4,267	≥1,76, Соответствует требованиям

основани е				
Предельна я нагрузка на башню основани и	148675,072	479 179,856	3,223	$\geq 1,76$, Соответствует требованиям

(4) Проверка сопротивления фундамента скольжению

	Сила скольжения (кН)	Сила сопротивления скольжению (кН)	Соответствует ли требованиям
Нормальная нагрузка на основание башни	984,752	12562,774	Соответствует требованиям
Предельная нагрузка на основание башни	1431,366	12500,344	Соответствует требованиям

(5) Расчет прочности фундамента на сдвиг

	Сдвиговая сила (кН)	Несущая способность на сдвиг (кН)	Соответствует ли требованиям
Нормальная нагрузка на основание башни-1	1625,016	7606,575	Соответствует требованиям
Предельная нагрузка на основание башни — одна	1987,982	7606,575	Соответствие требованиям
Нормальная нагрузка у основания башни-2	2620,691	11345,4	Соответствует требованиям
Предельная нагрузка на основание башни — два	3161,279	11345,4	Соответствует требованиям
Нормальная нагрузка на основание башни основании башни — три	3234,116	15967,6	Соответствие требованиям
Предельная нагрузка на	3829,67	-352 - 15967,6	Соответствует

башне трехбазовой			требования

(6) Расчет пробивной силы фундамента

	Усилие пробивания (кН)	Пробивная способность (кН)	Соответствует ли требованиям
Нормальная нагрузка на основание башни	1381,104	7598,937	Соответствовать требованиям
Максимальная нагрузка на основание	1635,431	7598,937	Соответствие

Как показывают приведенные выше расчеты, первоначально предложенные размеры фундамента соответствуют проектным требованиям. На этапе разработки рабочей документации будет проведен технико-экономический сравнительный анализ нескольких схем с учетом распределения геологических пластов, свойств горных пород и других факторов в месте установки каждой турбины с целью оптимизации конструкции фундамента с точки зрения формы и размеров.

9.2.2 Примечания по фундаментам ВЭУ

Поскольку фундаменты ВЭУ будут строиться из массивного бетона, будут приняты меры по контролю температуры массивного бетона для обеспечения качества укладки бетона.

Тендер на поставку ВЭУ еще не проводился; поэтому окончательный проект конструкции фундаментов ВЭУ будет основан на подробных технических спецификациях, предоставленных производителем ветрогенераторов после проведения тендера, а также на данных подробной геологической разведки участка.

Котлован должен иметь уклон. Рекомендуемый уклон при выемке грунта для фундамента составляет от 1:0,50 до 1:0,75. Перед началом выемки грунта необходимо установить контрольные точки.

В качестве подушки следует использовать обычный бетон марки C20 толщиной не менее 150 мм. Поверхность фундамента под слоем грунта должна быть покрыта эпоксидным

асфальтовым покрытием толщиной не менее 500 мкм. Антикоррозионное покрытие следует проверить и принять с использованием неразрушающего измерителя толщины покрытия.

Для участков с перекопанной почвой или участков, где местный грунт не соответствует требованиям к несущей способности, рекомендуется обработка обычным бетоном марки С20 или замена на сортированный песок и гравий.

9.2.3 Проектирование мониторинга фундамента ВЭУ

Мониторинг должен проводиться индивидуально для каждой ВЭУ, при этом на каждую турбину устанавливаются четыре точки наблюдения за осадками. Все четыре точки должны наблюдаться и регистрироваться. Кроме того, анализ осадки следует проводить в средней точке между каждой парой соседних точек наблюдения.

Протоколы наблюдений должны включать как минимум следующее: протоколы измерений контрольных точек, исходные данные измерений по каждой точке наблюдения, расчетные значения осадки в каждой точке, среднюю осадку, значения наклона фундамента, кривые зависимости осадки от времени, а также подготовку отчета по анализу результатов наблюдений.

Требования к наблюдениям:

(1) Реперные точки должны располагаться как можно ближе к точкам наблюдения, но за пределами зоны влияния осадки фундамента, т. е. на расстоянии не менее 40 м от края фундамента турбины. Необходимо установить не менее трех реперных точек.

(2) Мониторинг осадки фундаментов турбин должен проводиться с использованием нивелирования второго порядка. Погрешность замкнутости должна быть менее $\pm 1,0 \sqrt{N}$ мм (где N — общее количество нивелирных станций в контуре).

(3) Сроки и периодичность наблюдений:

- а. Первое наблюдение начинается в тот же день, когда производится заливка фундамента.
- б. Одно наблюдение после завершения засыпки фундамента.
- с. Одно наблюдение в день завершения монтажа турбины.

- d. Одно наблюдение на 7-й день после начала эксплуатации турбины.
- e. Каждые 3 месяца в течение первого года после установки турбины.
- f. Каждые 4 месяца в течение второго года после установки турбины.
- g. Далее — один раз в год, начиная с третьего года после установки турбины.
- h. Частоту наблюдений следует увеличить при обнаружении аномальных результатов или по требованию надзорного органа.

(4) Необходимо регистрировать осадку в каждой из четырех точек наблюдения для каждого фундамента турбины. Во время наблюдений после установки также необходимо регистрировать данные о скорости и направлении ветра на момент наблюдения. Допустимая скорость наклона, основанная на разнице осадок между точками фундамента, не должна превышать 0,5%.

(5) Наблюдения можно прекратить, когда осадка будет признана стабильной, что определяется путем анализа кривой зависимости осадки от времени. Если средняя скорость осадки в четырех точках измерения на фундаменте данной турбины составляет менее 0,02 мм/сутки, осадку можно считать стабилизировавшейся, и наблюдения можно прекратить. Однако общий период наблюдений все равно должен составлять не менее 12 месяцев.

9.3.4 Соединение фундамента и верхней секции башни

Для соединения фундамента и верхней секции башни обычно используется либо заранее замурованное фундаментное кольцо, либо высокопрочные преднапряженные анкерные болты.

В данном проекте для соединения башни ВЭУ с фундаментом используются высокопрочные преднапряженные анкерные болты, что обеспечивает хорошую общую целостность фундамента без слабых мест. Когда на анкерные болты действуют растягивающие силы, часть над нижней анкерной пластиной испытывает равномерное распределение напряжений. Весь болт действует как упругое тело без четкой границы между упругой и жесткой частями, что позволяет избежать концентрации напряжений.

Благодаря предварительному напряжению, приложенному к анкерным болтам, бетонный фундамент постоянно находится в состоянии сжатия, что предотвращает концентрацию напряжений и последующее разрушение бетона по обе стороны кольца фундамента. Однако в высокопрочных анкерных болтах с предварительным напряжением используются стальные стержни точного проката (PSP), которые обладают высокой прочностью, но при этом более хрупкие, имеют низкую ударную вязкость при низких температурах и более высокий риск разрушения; поэтому к характеристикам материала предъявляются строгие требования.

9.2.5 Фундамент подстанции среднего напряжения

В данном проекте трансформаторная подстанция размещена внутри башни ветрогенератора, поэтому фундамент для трансформаторной подстанции на данном этапе не рассматривается.

9.2.6 Ведомость объемов работ по фундаменту ВЭУ

	единица измерения	один	63
объем вынутой породы	м ³	2669,1	168153,30
фундамент засыпка	м ³	2094,75	131969,25
Бетон C45 (F150)	м ³	598,71	37718,73
контрольная точка наблюдения за осадками C45 бетон	м ³	2,36	148,84
бетон подстилающий C20	м ³	165,75	10442,33
сталь (HRB400)	т	89,80	5657,81
предварительно установленные трубы РЕФ 50	м	63	3969,00
готовые трубопроводы РЕФ 200	м	26,25	1653,75
высокопрочный цементный раствор C120	м ³	1,31	83,13
арматурная сталь (Q235B)	т	0,42	26,46
осадка наблюдательный пункт	единица	4	252,00
эпоксидно-асфальтовое антикоррозионное покрытие (толщина ≥ 500 мкм)	м ²	875,88	55180,60

9.3 Общий проект ветропарка

9.3.1 Географическое расположение ветропарка

Предлагаемый ветропарк и система хранения энергии будут расположены в Осакарове, Карагандинской области, Республика Казахстан. Проект находится примерно в 150 километрах к юго-востоку от Астаны, столицы Казахстана, в Темиртауском районе Карагандинской области. Проект имеет один участок, расположенный вдоль национальной автомагистрали М36, с удобным транспортным сообщением. Рельеф местности сложный, с сильными ветрами. Электромагнитное поле. Текущий этап проекта предусматривает мощность 500 МВт и будет реализован в один этап, включая строительство новой подстанции на территории ветропарка

9.3.2 Внешние транспортные условия и подъездные дороги к ветропарку Проект ветроэлектростанции «Караганда» мощностью 500 МВт расположен в 60 км по прямой в северной части Карагандинской области, прямо от Астаны. Расстояние по линии составляет 140 км. Оборудование ветровых турбин будет транспортироваться с производственной базы в стране к месту реализации проекта, при этом на всем протяжении пути предусмотрен наземный транспорт. Внутренний участок будет транспортироваться Ветрогенераторы были транспортированы с производственной базы изготовителя до пограничного пункта Хоргос в Казахстан, а затем по маршруту Хоргос (ЎЎ-5) – Алматы (А) – Конаев (Ў-18) — Балхаш (Ў-36) – Караганда, общая протяженность которого составляет 1700 км.

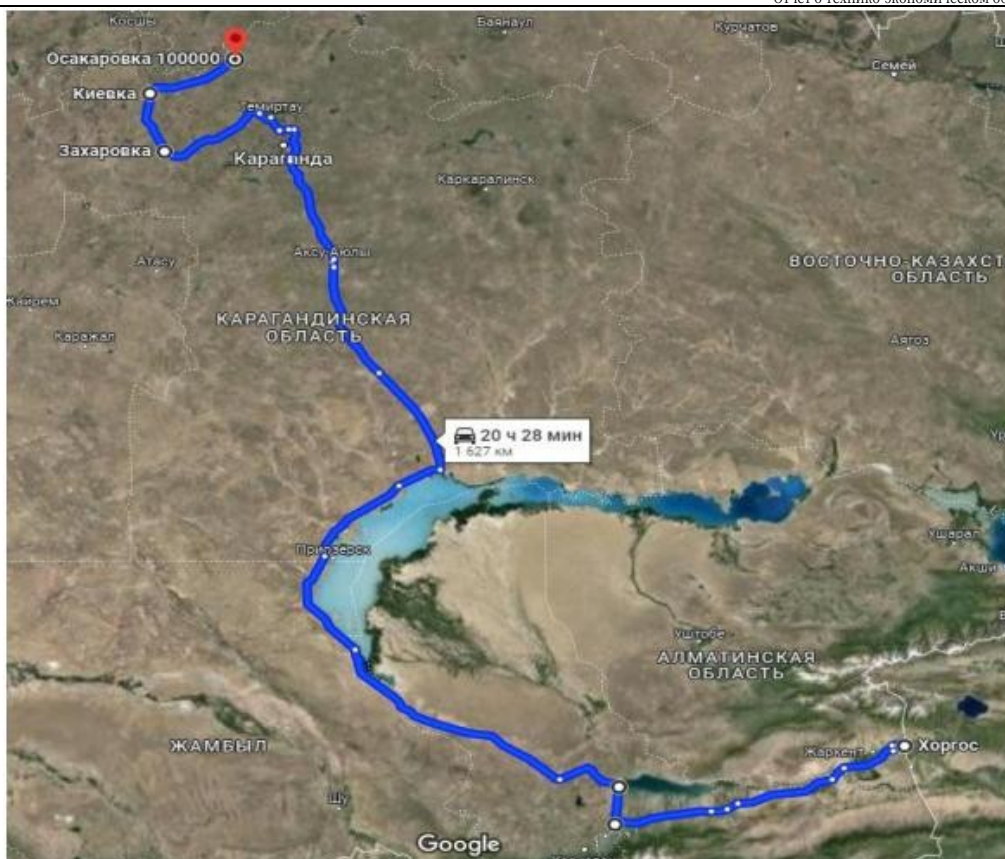


Рисунок 9.3-1 Схема международного маршрута транспортировки от
Хоргоса до Караганды

Учитывая большое количество транспортных средств в период строительства, были спроектированы три подъездные дороги с учетом существующих дорог и расположения ветрогенераторов в окрестностях. В период строительства три подъездные дороги к объекту будут расширены и выровнены в соответствии с требованиями к транспортировке ветрогенераторов. Подъездные дороги будут сохранены после завершения строительства. 1. В качестве подъездной дороги для последующей эксплуатации и технического обслуживания общая протяженность маршрута составляет 33,56 км, а ширина дорожного полотна рассчитана исходя из ширины 4,5 м плюс по две полосы с каждой стороны. Предусмотрена обочина шириной 0,25 м; северные подъездные дороги № 2 и № 3 планируется реконструировать и расширить на основе существующих дорог с увеличением ширины проезжей части до 4,5 м. Учитывая, что высота проезжей части будет соответствовать существующей дороге, а протяженность маршрута

составляет примерно 9,1 км, в конструкции дорожного полотна будет использоваться верхний слой из щебня толщиной 100 мм.



Ветрогенераторы расположены разбросанно, что требует строительства новых дорог для обеспечения потребностей строительства и транспортировки оборудования. В связи с обширной площадью распределения. В связи с большой площадью и значительными перепадами высот, основные дороги на территории объекта и ответвления между отдельными ветрогенераторами были спланированы и организованы скоординированно, при этом для некоторых дорог, ведущих к ветрогенераторам, было принято [специфическое обозначение]. Использование сквозной планировки позволяет сэкономить земельные ресурсы и затраты на строительство.

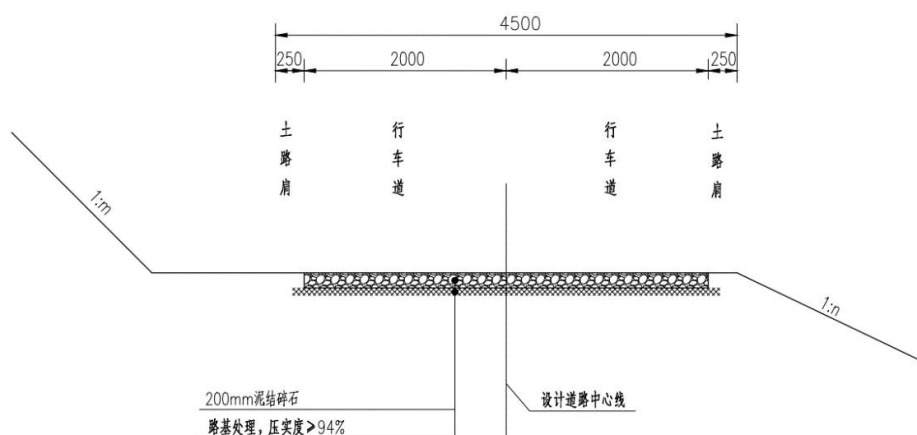
Все дороги на территории проекта являются новопостроенными, их общая протяженность составляет 111 км, они разделены на подъездные дороги и строительные транспортные дороги. Помимо дорог для технического обслуживания и ремонта, при строительстве дорог в полной мере используется существующая дорожная сеть, что позволяет сэкономить инвестиции и облегчить техническое обслуживание.

Строительные дороги соединяют различные ветрогенераторы и подъездные дороги и, в принципе, будут проложены вдоль существующих грунтовых дорог и долин. Это позволит сократить объем инженерных работ. Расчетная скорость движения по дороге в рамках данного проекта составляет 20 км/ч. Минимальный радиус поворота в горизонтальной трассе обычно принимается равным R50 м, с экстремальными значениями... принимается R35 м; максимальный продольный уклон главной дороги в гору не должен превышать 8%, а максимальный продольный уклон ответвления вниз по склону не должен превышать 6%. Максимальный продольный уклон не должен превышать 12%, а максимальный продольный уклон вниз по склону — 10%; минимальный радиус вертикальных кривых составляет R300 м. Маршрут транспортировки ветровых турбин. Стандартная схема поперечного сечения дорожного полотна: 0,5 м земляной обочины + 3,5 м проезжей части + 3,5 м проезжей части + 0,5 м земляной обочины = 8,0 м. Расширение основания должно выполняться в соответствии с «Нормативами по проектированию дорог для ветроэнергетических комплексов» (NB/T 10209-2019), а длина переходных участков расширения должна быть следующей: установить уклон от 1/15 до 1/10.

Строительные и обслуживающие дороги должны быть объединены с временными сооружениями, а дорожное основание и базовый слой должны быть построены в первую очередь в соответствии со слоями дорожной конструкции, как того требует проект. Покрытие дороги укладывается в качестве заключительного слоя в соответствии с ходом проекта, чтобы предотвратить повреждения от транспортных средств во время строительства. Этот метод позволяет избежать... Однако повышенная прочность уплотнения слоя основания дороги и отсутствие необходимости вторичного строительства слоев дорожной конструкции снижают влияние на затраты на строительство дороги и эффективность строительства. Это повысит эффективность в таких областях, как график строительства. Дороги каждого подрайона соединяются с главной дорогой строительной площадки; в районах, где прокладка дорог невозможна, строительство будет вестись... На период строительства будут проложены временные подъездные дороги для обеспечения доступа строительной техники. После завершения строительства территория будет приведена в исходное состояние

. Снижение затрат на проект и экономия земельных ресурсов.

Ширина дорожного полотна составляет 4 м, с земляными обочинами шириной 0,25 м с обеих сторон. Структура дорожного полотна представляет собой слой гравия, связанного глиной, толщиной 200 мм. Поперечное сечение дорожного полотна не имеет поперечного уклона, а поперечный уклон дорожного полотна установлен на уровне 1,0% в одну сторону в соответствии с требованиями к дренажу. Свободный... Метод дренажа представляет собой систему свободного стока.



路面结构设计图 1:100

Рисунок 9.3-2 Схематическое изображение структуры дорожного покрытия. При строительстве на территории станции требуется надлежащая установка дренажных сооружений, подпорных стен и защиты откосов вокруг территории станции для предотвращения геологических бедствий, таких как оползни. Опасность; установить ограждения и другие сооружения с внешней стороны дороги для повышения безопасности движения.

9.3.4 Земляные работы на объекте

Учитывая особенности распределения земляных работ в данном проекте, а также особенности временного отвода земель и строительства дорог, принцип распределения земляных работ в целом будет заключаться в... Утилизация, выравнивание и транспортировка грунта на месте осуществляются на основе подробных расчетов с использованием данных топографической съемки и соответствующих проектных размеров поперечных сечений

проектных размеров. Был определен объем работ по каждому участку строительства и проанализированы соответствующие характеристики каждого участка строительства и прилегающих к нему участков, особенно земляные работы для дорог. В связи с ограниченным рабочим пространством во время строительства необходимо сбалансировать объемы выемки и насыпки. На данном этапе преобразование между уплотненными и неуплотненными объемами не учитывается. Влияние коэффициентов.

При прокладке дороги было выкопано 382 300 кубических метров грунта и 67 000 кубических метров горной породы; при засыпке было использовано 236 800 кубических метров грунта и 49 500 кубических метров горной породы. (Последнее предложение, по-видимому, является неполным и, возможно, относится к отдельному событию: «подъем...») Установка платформы включала выемку 246 500 кубических метров грунта и 486 000 кубических метров горной породы, а также 775 600 кубических метров насыпки. Вдоль участка было выделено примерно 50 000 квадратных метров земли. Площадка для утилизации выемки используется для утилизации излишков грунта поблизости.

9.3.5 Воздушные линии на объекте

Согласно технологической схеме, 63 комплекта ветрогенераторно-трансформаторных установок разделены на **16 сборных цепей**, каждая из которых представляет собой двухконтурную схему на одной опоре. Между трансформаторами каждой установки используются кабельные соединения. После сбора сигналов от каждой сборной цепи воздушные линии используются для прокладки трассы до повышательной подстанции, а затем заменяются на кабели для подключения к высоковольтному распределительному устройству.

Подробности приведены ниже:

1. Коллекторная цепь 1 (двухконтурная на одной опоре): Линия А: A01, A02, A04, A16; Линия В: A03, A09, A21, A25
2. Коллекторная цепь 2 (двухцепная на одной опоре): Линия С: A06, A07, A11, A13; Линия D: A19, A20, A26, A27
3. Коллекторная цепь 3 (двухконтурная на одной башне): Линия Е:

A10, A12, A17, A18; Линия F: A22, A23, A24, A28

4. Коллекторная цепь 4 (двухконтурная на одной башне): Линия G: A31, A30, A33, A38;
Линия H: A36, A70, A40, A41

5. Коллекторная цепь 5 (двухконтурная на одной башне): Линия I: A34, A35, A37,
A43; Линия J: A42, A48, A52

6. Коллекторная цепь 6 (двухконтурная на одной башне): Линия K: A78, A44, A45, A50;
Линия L: A79, A80, A81, A56

7. Коллекторная цепь 7 (двухконтурная на одной башне): Линия M: A60, A63, A82,
A83; Линия N: A62, A59, A68, A57

8. Коллекторная цепь 8 (двухконтурная на одной опоре): Линия O: A65, A66, A67, A69;
Линия P: A64, A58, A54, A47

Каждая токоприемная цепь состоит из воздушного участка линии и кабельного участка. Типы конструкции каждой токоприемной цепи следующие:

(I) Участок воздушной линии

- **Коллекторная цепь 1:** вновь построенная воздушная линия составляет около 18,2 км, включая одноцепную линию длиной 2,8 км и двухцепную линию на одной опоре длиной 15,4 км; вновь построенная кабельная линия составляет около 4,4 км. Провод: 1×JL/G1A-400/50 ACSR; воздушный заземляющий провод: 1×48-жильный OPGW.
- **Коллекторная цепь 2:** вновь построенная воздушная линия составляет около 15,1 км, включая одноцепную линию длиной 2,9 км и двухцепную линию длиной 12,2 км; вновь построенная кабельная линия составляет около 5,86 км. Проводник: 1×JL/G1A-400/50 ACSR; заземляющий провод: 1×48-жильный OPGW.
- **Коллекторная цепь 3:** вновь построенная воздушная линия составляет около 16,9 км, включая одноцепную линию длиной 8,1 км и двухцепную длиной 8,8 км; вновь построенная кабельная линия составляет около 4,2 км. Проводник: 1×JL/G1A-400/50 ACSR; заземляющий провод: 1×48-жильный OPGW.
- **Коллекторная цепь 4:** протяженность вновь построенной воздушной линии составляет около 10,7 км, включая одноцепную линию длиной 5,9 км и двухцепную — 4,8 км;

протяженность вновь построенной кабельной линии составляет около 5,39 км. Проводник: 1×JL/G1A-300/40 ACSR; заземляющий провод: 1×48-жильный OPGW.

- **Коллекторная цепь 5:** вновь построенная воздушная линия составляет около 8,0 км, включая одноцепную линию длиной 5,9 км и двухцепную длиной 2,1 км; вновь построенная кабельная линия составляет около 4,71 км. Проводник: 1×JL/G1A-300/40 ACSR; заземляющий провод: 1×48-жильный OPGW.

- **Коллекторная цепь 6:** вновь построенная воздушная линия составляет около 6,9 км, включая одноцепную линию длиной 6,5 км и двухцепную длиной 0,4 км; вновь построенная кабельная линия составляет около 5,22 км. Проводник: 1×JL/G1A-300/40 ACSR; заземляющий провод: 1×48-жильный OPGW.

- **Коллекторная цепь 7:** Протяженность вновь построенной воздушной линии составляет около 5,1 км, включая одноцепную линию длиной 4,8 км и двухцепную линию длиной 0,3 км; протяженность вновь построенной кабельной линии составляет около 5,23 км. Проводник: 1×JL/G1A-300/40 ACSR; заземляющий провод: 1×48-жильный OPGW.

- **Коллекторная цепь 8:** Протяженность вновь построенной воздушной линии составляет около 7,9 км, включая одноцепную линию длиной 3,21 км и двухцепную линию длиной 4,69 км; протяженность вновь построенной кабельной линии составляет около 5,5 км. Проводник: 1×JL/G1A-300/40 ACSR; заземляющий провод: 1×48-жильный OPGW.

Общее количество опор: 454 конструкции.

Для верхней части воздушных линий используются угловые стальные опоры.

В качестве фундаментов опор предлагается использовать свайные фундаменты, вбиваемые вручную.

9.3.6 Проект подъемной площадки

Платформа включает в себя рабочую зону для транспортных средств и крана, а также зону хранения. Высота платформы определяется с учетом рельефа местности в месте установки ветрогенератора и продольного уклона транспортной дороги. На крутом рельефе используется выемка грунта. Основной метод заключается в использовании комбинации засыпки

и выемки грунта на ровных участках.

(a) Конструкция платформы

Рабочая зона для транспортного средства и крана опирается на высококачественную сталь типа E2 или E3 с несущей способностью верхнего горизонтального слоя не менее 4 кг/см

² (примерно 0,4 МПа). Состав дорожного полотна должен обеспечивать эту несущую способность на глубине не менее 5–6 метров. Степень уплотнения должна обеспечивать положительную сухую плотность после уплотнения. Степень уплотнения, достигаемая при традиционном трамбовке, составляет 95%. При необходимости необходимо уложить конструктивный слой дорожного покрытия.

Площадка для хранения состоит из высококачественного дорожного полотна типа E2 с наименьшей несущей способностью в горизонтальной плоскости, чем 2 кг/см² (примерно 0,2 МПа), и глубиной не менее 5–6 метров. Данная несущая способность должна сохраняться на глубине 6 метров. Плотность, достигаемая после уплотнения, должна соответствовать заданному значению для уплотненного материала дорожного полотна. Если площадка для хранения соответствует заданному значению, нет необходимости укладывать структурный слой дорожного покрытия.

Уклон поверхности рабочей зоны для транспортных средств и кранов должен составлять не менее 0,2% и не более 2%, а уклон зоны, соединяющейся с транспортной дорогой, также должен... Он должен соответствовать продольному уклону дороги, чтобы обеспечить вогнутую поверхность платформы для предотвращения скопления воды в дождливые дни.

(ii) Размеры площадки

Исходя из требований к зоне строительных работ и хранению оборудования, стандартный размер строительной платформы для данного проекта предварительно установлен на уровне 80×50 м. Для строительных платформ, расположенных на крутом рельефе, используются нерегулярные многоугольные формы, чтобы уменьшить площадь выемки и насыпки.

9.4 Проектирование подстанций

9.4.1 Принципы выбора мест для подстанций

Общая планировка территории подстанции определяется исходя из производственных,

строительных и бытовых потребностей в сочетании с природными условиями участка подстанции и прилегающей территории. В плане обозначены компоненты и масштаб строительства, изучаются дренажные сооружения на территории станции, транспортные пути и выездные коридоры с акцентом на ближайшую перспективу. Необходимо объединить краткосрочные и долгосрочные цели и составить общие планы.

Основные принципы выбора места для подстанции включают:

- 1) Соответствие требованиям городского планирования и планирования системы электросетей;
- 2) Разумное использование рельефа местности; площадка должна располагаться, по возможности, на относительно ровной местности для размещения основного оборудования и крупных зданий. Расположение в зоне отвалов;
- 3) Необходимо обеспечить, чтобы высота участка превышала уровень 100-летнего паводка и чтобы дренаж функционировал беспрепятственно;
- 4) Рациональное использование земель: участок должен занимать как можно больше пустующих земель и земель общего сельскохозяйственного назначения, а также следует избегать или минимизировать занятие земель основного сельскохозяйственного назначения. Это позволит сократить объем работ по сносу и реконструкции;
- 5) Выберите подходящее место для подстанции, чтобы обеспечить беспрепятственные выездные коридоры для каждого уровня напряжения и облегчить доступ к опорам линии электропередачи и от них. Расположение;
- 6) Обеспечить удобный подъезд к подстанции;
- 7) Участок подстанции находится на разумном расстоянии от окружающих населенных пунктов и объектов;
- 8) Экономия на инженерных работах и инвестициях.

9.4.2 Общее планирование подстанции

Данный проект предусматривает строительство новой повышающей подстанции 220 кВ, расположенной в центральной части территории ветропарка. Подстанция имеет прямоугольную планировку и подъездную дорогу. Маршрут соединяется с главной дорогой для технического обслуживания, проходящей с севера на юг в пределах территории.

- 1) Выбор места для подстанции

Участок расположен на пологом склоне в горах к югу от территории ветропарка. Высота местности на участке составляет примерно от 602 до 611 м. Рельеф местности относительно ровный (система высот, далее то же самое).

Площадка подстанции находится примерно в 4 км к юго-западу от южного въезда на территорию. Подъездная дорога к подстанции соединяется с существующей дорогой для технического обслуживания на территории. Удобство транспортировки оборудования и монтажа.

Текущий участок имеет пологий склон, наклоняющийся с запада на восток, с уклоном примерно 4%. Временная подстанция шириной 1,0 м будет построена у западного подножия склона. Установлена дренажная канава глубиной 1,0 м, а на обслуживающей дороге с западной стороны устроена боковая канава для перехвата воды, которая затем отводится через дренажную канаву с южной стороны подстанции. Разместить ее в низине на восточной стороне, вдали от подстанции.

Доступ по дороге удобный, окружающая местность относительно ровная, объем земляных работ небольшой, а стоимость строительства относительно низкая. Для более низкого

2) Общая планировка подстанции

Подстанция имеет прямоугольную планировку, площадь участка в пределах границ составляет 45 000 м². Западная часть границ участка предназначена для хранения энергии, а восточная часть... Основная часть — это территория подстанции; здание распределительной станции расположено на северной стороне территории подстанции; на южной стороне находятся главное здание, главная насосная и склад.

Различные функциональные зоны внутри станции четко обозначены, что соответствует требованиям ежедневного осмотра и технического обслуживания. Вход на подстанцию осуществляется с юга, а выход — с востока.

3) Вертикальная планировка насосной станции

Проект защиты от наводнений для насосной станции основан на стандарте 100-летнего паводка, и предварительная высота планировки участка определена как 607 м. На территории станции будут использоваться естественные [сооружения/методы]. Метод дренажа, уклон участка от 0,5% до 2%.

4) Расположение канав на территории станции

Кабельные траншеи на территории станции в основном состоят из кабельных траншей размером 0,6 м × 0,6 м, 0,8 м × 0,8 м, 1 м × 1 м и 1,2 м. Следует построить кабельную траншею шириной 1 м, расположение которой должно быть прямым и лаконичным. Кабельная траншея должна быть построена из кирпича или железобетона, а кабели, пересекающие дороги, также должны быть... Следует использовать кабельные траншеи с продольным уклоном не менее 3‰.

5) Показатели землепользования

Таблица 9.4-1 Основные технико-экономические показатели

Номер	Наименование		Единица измерения	Количество
1	Площадь приобретаемого участка в пределах границ земельного участка		м ²	45000
1,1	Площадь внутри стены		м ²	39232
1,2	Площадь склона		м ²	5768
2	Длина подъездной дороги		м	148
3	Объем земляных работ (скальные породы) на объекте	Засыпка выемки	м ³	35000
			м ³	30000
4	Площадь щебня		м ²	23540
5	Площадь станции и дорог		м ²	7220

Серийный номер	Название	единица	количество
6	Общая площадь застройки	м ²	2372,12
7	Плотность застройки	%	5,27
8	Площадь зеленых насаждений в районе станции	м ²	3816
9	Длина ограждающей стены территории станции	м	820
10	Площадь бетонного пола	м ²	921

9.4.3 Архитектурное проектирование

9.4.3.1 Принципы архитектурного проектирования

Подстанция ветропарка является вспомогательным объектом ветропарка. Станция оснащена распределительным зданием, многофункциональным зданием, насосной, гаражом, складским зданием и инспекционной станцией, которые расположены таким образом, чтобы облегчить производство и управление. Помимо соответствия функциональным требованиям, здания в этом проекте спроектированы так, чтобы гармонизировать с местной средой и архитектурой с точки зрения формы и внешнего вида, а также отражать современные особенности развития новых источников энергии.

9.4.3.2 Основные здания

Список зданий

Building List

No.	Building Name	Floor Area (m ²)	Building Area (m ²)	Storeys	Fire Hazard Category	Fire Resistance Rating
1	Power Distribution Building	1011.36	1011.36	1	Category D	Grade II
2	Comprehensive Building	646.80	1293.60	2	Category D	Grade II
3	Garage and Warehouse Building	233.94	233.94	1	Category C	Grade II
4	Water Pump House	110.36	256.32	1F Above Ground / 1F Underground	Category E	Grade II
5	Inspection Station	36.00	36.00	1	Category E	Grade II
6	Hazardous Waste Room and Material Warehouse	63.18	63.18	1	Category C	Grade II
7	Deep Well Pump House	10.89	10.89	1	Category E	Grade II

(1) Планировка распределительного здания

Здание распределительной подстанции представляет собой одноэтажное каркасное сооружение из железобетона, в котором размещены различные функциональные помещения, включая распределительное помещение 35 кВ, помещение релейной защиты, аккумуляторное помещение, помещение для аккумуляторов связи, диспетчерскую и помещение клапанов системы пожаротушения. В соответствии с технологическими требованиями высота здания составляет 4,9 м (от уровня земли снаружи до поверхности конструкции крыши). Класс пожарной опасности здания — D; класс огнестойкости — II; степень гидроизоляции крыши — I; конструкция каркаса — монолитный железобетонный каркас, а для ограждающих конструкций используются газобетонные блоки. Размеры здания по оси составляют 58,8 м × 17,2 м, площадь этажа — 1011,36 м², а общая площадь здания — 1011,36 м². Архитектурный проект максимально учитывает технологические требования, обеспечивая кратчайшие пути прокладки кабелей для различных уровней напряжения. Ориентация планировки

согласована с общей планировкой подкачки, что позволяет минимизировать занимаемую площадь подкачки. При архитектурном проектировании распределительного здания было уделено полное внимание патрулированию и осмотру станцией обслуживающим персоналом как внутри, так и снаружи, а расположение дверей и окон в каждом помещении соответствует требованиям пожарной безопасности, вентиляции и естественного освещения.

Планировка здания распределительной подстанции компактна и соответствует требованиям технологической дисциплины. Горизонтальные коммуникации и внутренние выходы организованы безопасно и рационально. Между электроаппаратными и другими помещениями предусмотрено эффективное противопожарное разделение. Электроаппаратные оборудованы противопожарными дверями класса А, а каждое технологическое и электроаппаратное помещение оснащено средствами аварийной вентиляции. Проект здания распределительного устройства соответствует требованиям «Норм по проектированию противопожарной защиты электростанций и подстанций, работающих на ископаемом топливе» GB50229-2006, а расстояние безопасной эвакуации из каждого помещения соответствует требованиям пожарной безопасности.

(2) Планировка здания комплекса

Комплексное здание представляет собой двухэтажное здание с железобетонным каркасом. Первый этаж здания включает в себя вестибюль, комнату для мероприятий, комнату отдыха, центр для персонала, читальный зал, молельную комнату, умывальную комнату, кухню, кладовую, столовую и лестничную клетку. Второй этаж здания включает в себя комнату отдыха, комнату для мероприятий, кладовую и лестничную клетку. Здание занимает площадь 646,80 квадратных метров и имеет застроенную площадь 1293,60 квадратных метров. Высота здания составляет 7,5 метра, что соответствует требованиям технологической дисциплины. Планировка горизонтальных путей движения и внутренних выходов безопасна и обоснована.

(3) Здание гаража и склада представляет собой одноэтажное каркасное сооружение, относящееся к классу пожарной опасности С; класс огнестойкости здания — II; функциональное назначение здания включает парковочный гараж и склад класса D. Площадь здания составляет 233,94 квадратных метра,

площадью застройки 233,94 квадратных метра и высотой 4,85 метра. Все помещения имеют эвакуационные двери, ведущие на улицу, что соответствует требованиям норм пожарной безопасности зданий.

(4) Насосная представляет собой двухэтажное здание с железобетонным каркасом, относящееся к классу пожарной опасности V и имеющее класс огнестойкости II. Она состоит из надземной насосной на первом этаже и подземного противопожарного резервуара на первом подземном этаже. Здание занимает площадь 110,36 квадратных метров и имеет площадь застройки 256,32 квадратных метра. Первый этаж здания имеет высоту 4,5 метра, а подземный этаж — 4,0 метра. Оно соответствует требованиям технологической дисциплины, имеет безопасную и рациональную планировку горизонтальных путей движения и внутренних выходов.

(5) Инспекционный пункт представляет собой одноэтажное каркасное сооружение, относящееся к V классу пожарной опасности; его класс огнестойкости — II; функциональные зоны здания включают комнату дежурного, инспекционный проход и санузел. Здание занимает площадь 36,00 квадратных метров, его застроенная площадь составляет 36,00 квадратных метров, а высота — 3,55 метра. Все внутренние выходы в помещениях организованы безопасно и рационально, что соответствует требованиям строительных норм по пожарной безопасности и эвакуации.

(6) Помещение для хранения опасных отходов и склад материалов представляют собой одноэтажные здания каркасной конструкции, относящиеся к классу C по пожарной опасности; класс огнестойкости здания — II; функции здания включают помещение для хранения опасных отходов, хранение отработанных аккумуляторов и склад материалов. Площадь здания составляет 63,18 квадратных метров, площадь застройки — 63,18 квадратных метров, высота — 3,90 метра. Все внутренние выходы в помещениях расположены безопасно и рационально, что соответствует требованиям правил пожарной эвакуации из зданий.

(7) Насосная станция для глубоких скважин представляет собой одноэтажное здание каркасной конструкции, относящееся к классу пожарной опасности V; класс огнестойкости

II класса; функциональное назначение здания — насосная станция для глубоких скважин. Площадь здания составляет 10,89 квадратных метров, площадь застройки — 10,89 квадратных метров, высота здания — 3,0 метра. Все внутренние выходы в помещениях расположены безопасно и рационально, в соответствии с требованиями правил пожарной безопасности и эвакуации в зданиях.

9.4.3.3 Фасады и отделочные материалы зданий на подвысоковольтной подстанции ветропарка

Дизайн фасадов зданий на подвысоковольтной подстанции ветропарка преимущественно выполнен в современном стиле. Благодаря сочетанию пустотных и сплошных элементов, а также вогнутых и выпуклых форм на фасадах, архитектурный комплекс излучает элегантную и уютную эстетику. Основная цветовая палитра фасадов — теплый желтый цвет, гармонично сочетающийся с расположением зданий.

9.4.3.4 Отделка зданий

Поверхность наружных стен: используется утеплительная плита из минеральной ваты, а на щелочестойкую стекловолоконную сетку наносится декоративная полимерная дышащая силикатная штукатурка. Финишный слой покрыт наружной краской теплого желтого цвета и темно-серой наружной краской.

Поверхность внутренних стен: Как правило, поверхность внутренних стен оштукатуривается и окрашивается эмульсионной краской. В ванных комнатах и кухнях керамическая плитка укладывается до потолка.

Напольное покрытие: на кухне, в ванной комнате, насосной и насосной для глубоких скважин используется противоскользящая плитка; в релейной и диспетчерской — антистатический фальшпол; в остальных прихожих, комнатах и на лестничных площадках — светлая полированная плитка. В помещении для хранения опасных отходов используется эпоксидное напольное покрытие класса А.

Потолок: в ванных комнатах и на кухнях используются потолки из алюминиевых панелей, а в офисах, диспетчерских, комнатах для занятий, коридорах и т. д. — потолки из гипсокартона.

Двери и окна: используются раздвижные двери из алюминиевого сплава, окна с распашными створками и жалюзи из алюминиевого сплава.

В электроаппаратных используются стальные противопожарные двери, а в остальных помещениях — двери из высококачественной фанеры, стальные листовые двери и, в отдельных случаях, двери из высококачественного стекла.

(6) Гидроизоляция крыши

Крыши зданий на территории объекта имеют организованную систему водоотвода и выполнены по технологии «перевернутой крыши». Степень гидроизоляции, исходя из конструкции «перевернутой крыши», должна достигать I класса.

9.4.4 Проект конструкций

Основные здания и сооружения на территории подстанции включают диспетчерский пункт, многофункциональное здание, гаражно-складское здание, контрольно-измерительную станцию, помещение для хранения опасных отходов и склады материалов, насосную станцию глубоких скважин, SVG, AIS, аварийный нефтяной бассейн, главный трансформатор, насосную станцию и резервуар для пожарного водоснабжения, а также очистные сооружения для бытовых сточных вод.

В соответствии со «Стандартом классификации проектов ветровых электростанций и безопасности проектирования» NB/T 10101-2018, категория сейсмостойкости здания управления — категория B, в то время как все остальные здания и сооружения относятся к категории C.

Уровень конструктивной безопасности основных зданий и сооружений на подкачковой станции — II класс, расчетный срок службы — 50 лет.

Интенсивность сейсмоусиления для основных зданий и сооружений составляет 6 баллов, что соответствует пиковому ускорению грунта 0,05 g, а категория участка — II класс.

Расчетное давление ветра в данном регионе составляет 0,39 кПа, а базовая снеговая нагрузка

составляет 1,5 кПа.

Несущим слоем для основных зданий является твердая глина с несущей способностью 312 кПа, а глубина фундамента должна составлять не менее 2,5 м. Для других сооружений, таких как ограждения, несущим слоем служит щебень с хорошей гранулометрической структурой или гравийная насыпь с требуемой несущей способностью не менее 120 кПа, а глубина фундамента предварительно устанавливается на уровне 1 м.

Во время строительства земляные работы должны проводиться до проектной отметки фундамента. В случае перекопа засыпку следует производить с использованием щебня с хорошей гранулометрической структурой или простого бетона марки С20.

1) Планировка комплексного здания

Комплекс представляет собой двухэтажное здание с каркасом из монолитного железобетона.

Фундамент планируется выполнить в виде отдельных железобетонных полочных фундаментов на естественном грунте.

Балки и колонны каркаса рассчитаны на сейсмическую интенсивность 6 баллов.

2) Планировка диспетчерского здания

Здание диспетчерской имеет один этаж и представляет собой каркасную конструкцию из монолитного железобетона.

Фундамент планируется в виде отдельных железобетонных свайных фундаментов на естественном грунте.

Балки и колонны каркаса рассчитаны на сейсмическую интенсивность 6 баллов.

3) Планировка гаража и склада

Гараж и склад одноэтажные, с каркасом из монолитного железобетона.

Фундамент планируется в виде отдельных железобетонных свайных фундаментов на естественном грунте.

Балки и колонны каркаса рассчитаны на сейсмическую интенсивность 6 баллов.

4) Фундамент для главного трансформатора и наружного электрооборудования (например, опорные конструкции)

а) Главный трансформатор: В качестве фундамента для главного трансформатора могут использоваться отдельно стоящие фундаменты из бетона марки С30–С40.

б) Опорные конструкции: Все опорные конструкции имеют отдельно стоящие фундаменты из бетона марки С30–С40. Поперечные балки представляют собой решетчатые конструкции из обычной стали треугольного сечения. Наружные опорные колонны представляют собой решетчатые колонны из обычной стали. Все открытые стальные элементы должны быть оцинкованы горячим способом.

5) Другие здания и сооружения

Верхняя часть насосной станции представляет собой помещение для оборудования, выполненное в виде монолитной железобетонной каркасной конструкции. Подземная часть представляет собой резервуар для пожарного водоснабжения, построенный из железобетона и имеющий фундамент на плавушем основании на естественном грунте.

Аварийный нефтяной бассейн представляет собой подземное железобетонное сооружение с классом водонепроницаемости бетона не ниже Р8.

Фундамент накопителя энергии представляет собой монолитный изолированный фундамент на сваях с несущим слоем из щебня или гравия с оптимальным гранулометрическим составом, глубиной засыпки 1 м и требуемой несущей способностью не менее 120 кПа.

Внутренние помещения и наружные кабельные кабельные либо кирпичные каменная кладка или полностью монолитные железобетонные конструкции.

Если не указано иное или не предусмотрено для особых целей, выбор материалов осуществляется следующим образом:

Бетон для колонн, балок, перекрытий и крыш: С30 – С40 Бетон для фундаментов:

С30 — С40

Арматурная сталь: НРВ300, НРВ400 Конструкционная

сталь: Q235В, Q355В, Q420В

6) Слой основания из простого бетона С20

Все фундаменты зданий и оборудования на насосной станции имеют базовый слой из обычного бетона С20 толщиной не менее 100 мм.

7) Защита от коррозии поверхностей фундаментов, расположенных под землей

Поверхности фундаментов, расположенных ниже уровня земли, должны быть обработаны для защиты от коррозии. Могут использоваться следующие четыре метода:

Нанесение эпоксидно-асфальтового или полиуретано-асфальтового покрытия толщиной не менее 500 мкм;

нанесение полимерно-цементного раствора толщиной не менее 10 мм; нанесение покрытия из стекловолокна с полимерной смолой толщиной не менее 300 ~~мкм~~

м;

нанесение эпоксидно-битумного или полиуретано-битумного покрытия со стеклотканью, с общей не менее 1 мм.

9.5 Система водоснабжения и водоотвода насосной станции

9.5.1 Система водоснабжения

(1) Водопотребление

Основным источником бытовой воды для данного проекта является вода, используемая в бытовых целях на подстанции (вода, ежедневно потребляемая производственным персоналом). Потребление воды на подстанции приведено в таблице ниже.

Таблица 9.5.1-1

Таблица потребления воды для бытовых нужд

№	Категория воды	единиц	Стандарты качества воды	Временной коэффициент	Время использования	Потребление воды (м3)	
						Самый высокий день	Максимальная почасовая ставка
1	Офисный персонал	35	200 л/чел	2,5	24	7	0,73

		человек	в день				
2	Религиозные обязательства Потребление воды	35 чел.	20 л/чел. в день	2,5	24	0,7	0,07
3	Благоустройство и полив дорог .0	1000 м ²	2 л/м ² в день	1,0	8	2	0,25
4	Непредвиденны й объем воды		Максимальны й суточный расход воды 10%	1,0	24	0,97	0,1
5	Всего					10,7	1,15

(2) Источник водоснабжения

Источником водоснабжения для бытовых нужд в районе подстанции данного проекта предварительно планируется сделать бурение скважин или доставку воды автоцистернами. Вопрос о дальнейшем подземном водоснабжении будет решен на этапе реализации проекта.

Проводится испытание насоса для проверки качества и количества воды, после чего определяется необходимость установки комплексного устройства очистки воды.

(3) Система водоснабжения

1) Схема системы бытового водоснабжения

Бурение скважины для воды → Комплексное оборудование для очистки воды (конфигурация в зависимости от качества воды) → Резервуар для бытовой воды →

Насос для бытового водоснабжения → Ультрафиолетовый стерилизатор → Различные точки водоразбора на подкачковой станции.

2) Схема использования бытовой воды

Бытовые сточные воды → септик → комплексное оборудование для очистки бытовых сточных вод → резервуар для повторного использования воды → насос для повторного использования воды → озеленение территории и уборка дорог.

(4) Основное оборудование и здания

1) Водозаборная скважина (расположена внутри насосной станции глубокой скважины)

Требуется одна водозаборная скважина и одна насосная станция для глубокой скважины со следующими параметрами: $Q = 15 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор определяется после получения данных о грунтовых водах.

2) Комплект интегрированного оборудования для очистки воды (расположен в насосной бытовой воды) Один комплект, производительность которого составляет $Q = 15 \text{ м}^3/\text{ч}$.

3) Резервуар для бытовой воды (расположен в насосной бытовой воды)

Резервуар для бытовой воды изготовлен из нержавеющей стали и имеет номинальный объем **24 м³**.

4) Оборудование для подачи бытовой воды с регулируемой частотой (расположено в насосной бытовой воды)

Один комплект, включающий насос бытового водоснабжения с частотно-регулируемым приводом, напорный бак, устройство дезинфекции, датчик уровня и шкаф управления, которые расположены в насосной бытовой водоснабжения в составе комплексной насосной станции.

а. Два насоса для бытового водоснабжения с частотно-регулируемым приводом, один в рабочем режиме, а другой в режиме ожидания, со следующими параметрами:

$$Q = 0 \sim 15 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$H = 30 \text{ м}$$

$$N = 3 \text{ кВт}$$

б. Вертикальный мембранный напорный бак: 1 шт., SQL800-0,6

с. Ультрафиолетовый стерилизатор: 2 комплекта, $N = 180 \text{ Вт}$, $U = 220 \text{ В}$

d. Датчики уровня, трубные клапаны и прочие принадлежности.

5) Оборудование для подачи горячей воды

Для обеспечения водой для душа в ванной комнате многоквартирного дома используется и установлен электрический водонагреватель накопительного типа.

6) Сеть водоснабжения

Наружные подземные водопроводные трубы на территории станции изготовлены из полиэтилена (PE) и проложены ниже уровня промерзания грунта. Внутренние трубы системы водоснабжения для бытовых нужд изготовлены из полипропилена-Р (PP-R); соединения обоих типов труб выполнены методом термоплавого соединения. Сантехническая арматура отличается энерго- и водосберегающими характеристиками, что позволяет снизить потребление энергии и воды, а также уменьшить объем сбрасываемых сточных вод.

9.5.2 Система водоотвода

Дренажная система данного проекта в основном включает в себя отвод сточных вод с подстанции, отвод дождевой воды, аварийный слив нефтепродуктов и отвод дождевой воды с территории ветропарка. Каждая дренажная система имеет полностью отдельную систему слива.

(1) Система отвода дождевой воды:

Отвод дождевой воды на территории подстанции в основном включает отвод дождевой воды с территории, отвод дождевой воды с крыш, а также отвод дождевой воды из кабельных траншей и клапанных колодцев.

Дождевая вода на территории подстанции собирается через водоприемники и направляется в сеть отвода дождевой воды; дождевая вода с крыш зданий собирается через водосточные трубы.

Дождевая вода собирается и сбрасывается в грунт; дождевая вода из кабельных траншей и клапанных колодцев сбрасывается в сеть дождевых труб через подземные трубы и, в конечном итоге, сбрасывается за пределы подстанции.

Дождевая вода на территории ветропарка и вдоль дорог будет отводиться естественным путем, без установки водосточных сооружений.

(2) Система бытовых сточных вод:

Система очистки сточных вод на подстанции состоит из канализационных труб, септиков, регулирующих резервуаров, заглубленного интегрированного оборудования для очистки сточных вод и резервуара для повторного использования воды.

Бытовые сточные воды с подстанции проходят отстаивание в септике. Затем очищенная жидкость поступает по трубам в уравнивательный резервуар, где очищается с помощью интегрированной системы очистки сточных вод до требуемых стандартов. Очищенная вода хранится в резервуаре для повторного использования, из которого она может использоваться для озеленения и полива дорог на территории станции. Сточные воды не сбрасываются за пределы станции.

Пропускная способность подземного комплексного оборудования для очистки сточных вод составляет 1 т/ч.

Для внутренних трубопроводов бытовых сточных вод используются дренажные трубы из ПВХ с муфтовыми соединениями.

Наружная труба для дождевой воды изготовлена из двухслойной гофрированной трубы из ПНД с муфтовыми соединениями и резиновыми прокладками.

Наружная канализационная труба изготовлена из двухслойной гофрированной трубы из ПНД с муфтовыми соединениями, резиновыми прокладками и прокладывается непосредственно в грунт ниже уровня промерзания.

(3) Система аварийного слива масла:

Аварийный слив масла в зоне подстанции в основном включает аварийный слив масла из главного трансформатора.

При сливании масла из главного трансформатора в случае аварии первым делом его спускают в масляную ванну главного трансформатора, а затем через сеть слива масла спускают в аварийный масляный резервуар. Трубопровод аварийного слива масла рассчитан на полный слив аварийного масла в течение 20 минут.

Объем масляной ванны главного трансформатора рассчитан на не менее 20%

объема масла главного трансформатора. Эффективный объем аварийного масляного резервуара рассчитан на не менее 100% объема масла самого крупного главного трансформатора.

Резервуар для аварийного сбора масла оснащен устройством для отделения масла от воды. Загрязненное масло и сточные воды регулярно вывозятся автоцистерной в местную компанию, специализирующуюся на переработке загрязненного масла и сточных вод. Аварийный сливной трубопровод изготовлен из сварной стальной трубы со сварными соединениями.

Дренажный трубопровод подключен через железобетонную водонепроницаемую колодцу.

9.6 ОВКВ

9.6.1 Проектные основания

Следующие проектные спецификации и стандарты включают, но не ограничиваются:

- (1) Нормы по проектированию систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в промышленных зданиях (GB50019-2015);
- (2) Нормы проектирования систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха для электростанций (DL/T5035-2016);
- (3) Нормы проектирования систем противопожарной защиты тепловых электростанций и подстанций (GB50229-2019);
- (4) Нормы и правила проектирования противопожарной защиты зданий (GB50016-2014) (версия 2018 г.);
- (5) Нормы приемки качества строительства систем вентиляции и кондиционирования воздуха (GB50243-2016);
- (6) Технический стандарт для систем контроля дыма и вытяжки в зданиях (GB 51251-2017)
- (7) Обязательные положения строительных норм и правил (раздел «Энергетика»).

9.6.2 Содержание проекта систем отопления, вентиляции и кондиционирования

Данный проект представляет собой проект нового строительства, и объем проектирования в основном включает диспетчерский корпус, многофункциональное здание, насосную и склад на территории подстанции. Проектирование систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха для контрольно-пропускных пунктов, SVG и отсеков для оборудования накопления энергии и т. д.

Проект расположен примерно в 150 километрах к юго-востоку от Астаны, столицы Казахстана, в селе Темир Таоского района Карагандинской области. В целом для региона характерен умеренный континентальный климат. В силу географического положения и рельефа местности зимы здесь холодные и малоснежные. Лето короткое и жаркое, с небольшим количеством осадков и частыми сильными ветрами, метелями и песчаными бурями.

Данный проект предназначен для обогрева помещений, и все здания на станции оснащены системами отопления, в основном с использованием электрических обогревателей. В то же время, сплит-системы с воздушным охлаждением (с электрическим дополнительным обогревом) могут использоваться в качестве дополнения и резервного источника для отопления зимой. Сплит-системы с воздушным охлаждением (с электрическим дополнительным обогревом) используются для регулирования микроклимата в помещениях, требующих контроля температуры и влажности в летний период.

Объем вентиляции и интенсивность воздухообмена в помещениях с электрооборудованием должны соответствовать действующим нормам по вентиляции, кондиционированию и противопожарной защите. Также необходимо учитывать требования по охране окружающей среды.

На всей станции необходимо использовать малошумные осевые вентиляторы. Вытяжные вентиляторы требуются для вентиляции жилых помещений, туалетов и прачечных. В распределительных и технических помещениях, таких как аккумуляторные, используются низкорасположенные электрические решетки для естественного притока воздуха и высокорасположенные осевые вентиляторы для механической вытяжки. Аккумуляторное помещение. Все оборудование системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха (ОВКВ) является взрывозащищенным. Аварийные вытяжные вентиляторы также могут использоваться для вентиляции и охлаждения во время нормальной эксплуатации.

Системы ОВКВ для отсеков оборудования SVG, отсеков накопления энергии и т. д. должны соответствовать применимым национальным нормам и отраслевым стандартам, чтобы обеспечить стабильную и непрерывную работу оборудования в местных условиях окружающей среды, а система отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха для отсека оборудования поставляется производителем оборудования.

Таблица 9.6-1 Содержание проекта системы ОВКВ

таблица 2.6-1 Содержание проекта системы ОВК						
№	Наименование элемента (помещения)	Содержание проекта				Примечание
		Отопление	Вентиляция	Кондиционирование	Контроль за дымом	
I. Здание						
Управление						
1	Помещение распределительного устройства 35 кВ	√	√	√		Электрический обогреватель, сплит-система, осевой вентилятор
2	Аккумуляторное помещение	√	√	√		Взрывозащищенный электрический обогреватель Взрывозащищенный сплит-кондиционер Взрывозащищенный осевой вентилятор вентилятор
3	Главный диспетчерский	√	√	√		Электрический обогреватель, сплит-система, естественная вентиляция
4	Помещение для реле	√	√	√		Электрический обогреватель, сплит-система, осевой вентилятор
II. Комплексное здание						
1	ванная	√	√			Электрический обогреватель, вытяжной вентилятор

№	Наименование элемента (помещения)	Содержание проекта				Примечание
		Отоплен е	Вентиляция	Кон диц ион иров ание	Контро ль за дымом	
						Вентиляция
3	Столовая	√	√	√		Электрический обогреватель, сплит-система, вытяжка
4	кухня	√	√			Электрический обогреватель, осевой вентилятор
5	гостиная	√	√	√		Электрический обогреватель, сплит-система, естественная вентиляция
III. Насосная, гараж и склад						
1	Насосная	√	√			Безмасляный электрический нагреватель, осевой вентилятор
2	Гараж		√			Электрический обогреватель, вытяжной вентилятор
3	склад		√			Вытяжной вентилятор
IV. Контрольный пункт						
1	Пост охраны	√	√	√		Электрический обогреватель, сплит-система, естественная вентиляция
2	ванная		√			Вытяжной вентилятор

9.6.3 Проектные параметры

В соответствии с «Нормативами проектирования интеллектуальных подстанций 110(66) кВ/220 кВ» (GB51072-2012) и «Нормативами проектирования систем отопления и вентиляции

электростанций» (DL/T5035-2016), а также другими соответствующими нормативными документами и требованиями к температуре и влажности в каждом функциональном помещении.

Расчетные параметры для вентилируемых и кондиционируемых помещений приведены в таблице 9.6-2 ниже:

Таблица 9.6-2 Таблица расчетных параметров

Название здания	Лето		Зима		Примечание
	Температура °C	Влажность	Температура °C	Влажность	
Помещение с выключателями 35 кВ	≤35	40–60	≥5	40–60	
Главный диспетчерский	24–28	40–60	18–22	40–60	
Помещение реле	24–28	40–60	18–22	40–60	
Отсек для батареек	□30	40–60	18–22	40–60	
Офисы, холлы и т. д.	24–28	/	18–22	/	
Помещение для кормления	≤40	/	≥5	/	
склад	≤40	/	/	/	
В отношении любых параметров внутренней планировки, не упомянутых выше, см. «Нормы проектирования систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха для электростанций» (DL/T5035-2016).					

9.6.4 Схема проектирования системы ОВКВ

1) Помещение распределительного устройства 35 кВ

В помещении распределительного устройства 35 кВ используется механическая вытяжная система с электрическими жалюзи, защищающими от дождя и песка, для естественного притока воздуха и осевыми вентиляторами для механической вытяжки. Вытяжной воздух напрямую выводится на улицу через осевой вентилятор, при этом скорость вентиляции рассчитана на не менее 12 смен воздуха в час. Аварийная вытяжка... Вентилятор также используется в качестве вентилятора для вентиляции.

В системе кондиционирования воздуха помещения распределительного устройства 35 кВ используются напольные сплит-системы, которые имеют функцию сохранения настроек при отключении электроэнергии и автоматического перезапуска при восстановлении питания. Установить электрический обогреватель для отопления в зимний

2) Релейная

В релейном помещении используется система механической вытяжки с осевым вентилятором, при этом вытяжной воздух напрямую выводится на улицу через осевой вентилятор. Вентиляция и воздухообмен.

Норма воздухообмена рассчитана исходя из минимум 12 смен воздуха в час. Аварийный вытяжной вентилятор также выполняет функции вентилятора.

В системе кондиционирования релейной используются напольные сплит-системы, оснащенные функцией сохранения настроек при отключении питания и автоматического перезапуска после восстановления питания. Да. Для отопления зимой можно установить электрические обогреватели.

3) Главный диспетчерский

Вентиляция главного диспетчерского осуществляется через открывающиеся окна.

В системе кондиционирования воздуха главной диспетчерской используется шкафный сплит-кондиционер, который имеет функции сохранения настроек при отключении электроэнергии и автоматического запуска после восстановления питания. Для отопления зимой установлены электрические обогреватели.

4) Аккумуляторный отсек

В аккумуляторном отсеке используется система естественного притока воздуха с жалюзи, защищенная от дождя и песка и управляемая электрически, а также механическая вытяжная система с осевым вентилятором. Вытяжка осуществляется с помощью осевого вентилятора.

Вентилятор выводит воздух непосредственно на улицу, при этом расчетная интенсивность вентиляции составляет не менее 12 смен воздуха в час. Аварийный вытяжной вентилятор также выполняет функции вентиляционной установки.

Для использования в машине воздухозаборник должен находиться на расстоянии 100 мм от потолка, а осевой вентилятор должен быть взрывозащищенным.

В системе кондиционирования аккумуляторного помещения используются взрывозащищенные настенные сплит-системы с функцией сохранения настроек при отключении электроэнергии и автоматического запуска

при восстановлении электропитания. Динамическая функция. Оснащены взрывозащищенными электрообогревателями для отопления в зимний период.

5) Склад

Вентиляция склада осуществляется с помощью вытяжных вентиляторов со скоростью воздухообмена не менее 6 раз в час.

6) Насосная

В насосной используются осевые вентиляторы для механической вентиляции, а также установлены безмасляные электронагреватели для предотвращения замерзания в зимний период.

7) Офисы, комнаты отдыха и конференц-залы

В системах вентиляции используется естественная вентиляция через открытые окна, а в системах кондиционирования — настенные и напольные сплит-системы.

8) Туалет

Вентиляция туалета осуществляется с помощью вытяжных вентиляторов со скоростью воздухообмена не менее 10 раз в час.

9.6.5 Управление системами вентиляции и кондиционирования

Работа вентиляторов, кондиционеров, электрических обогревателей и т. д. запускается дежурным персоналом с учетом фактической ситуации на месте, например, в каждом функциональном помещении.

В помещении установлен терморегулятор, и рекомендуется обеспечить взаимосвязь с терморегулятором для управления запуском и остановкой оборудования ОВКВ.

Вентиляторы, кондиционеры и электрические обогреватели должны быть соединены: в случае пожара вентиляторы, кондиционеры и электрические обогреватели должны автоматически отключаться.

Закройте дверь, чтобы предотвратить распространение огня; после тушения пожара персонал на месте должен вручную запустить осевой вентилятор для

удаления дыма после аварии; также можно открыть окна для естественного удаления дыма.

10 Проект организации строительства

10.1 Условия строительства

10.1.1 Географическое положение

Площадка для планируемой ветряной электростанции и системы накопления энергии расположена в Осакаровском районе Карагандинской области, Казахстан. Проект находится примерно в 150 километрах к юго-востоку от столицы Казахстана Астаны и расположен в Тымирском районе Карагандинской области. Для проекта предусмотрено одно место, расположенное вдоль национальной трассы М36, с удобным транспортным сообщением. Это ветропарк на сложной местности. Текущая мощность составляет 500 МВт, и он будет построен за один раз. На территории вновь построенного ветропарка будет построена подстанция.

10.1.2 Метеорологические условия

Площадка проекта расположена в Карагандинской области, где преобладает типичный континентальный климат с холодными, малоснежными зимами и жарким, сухим летом. Климат характеризуется большими перепадами температур, сухим воздухом и скудными осадками. Годовое распределение температур показывает суровую и стабильную холодную зиму, короткую и быстро потеплевающую весну, а также долгое, жаркое лето.

Относительно равнинный рельеф в сочетании с влиянием воздушных потоков из различных источников создает благоприятные условия для сильной ветровой активности. Безветренная погода в регионе встречается редко; ветры часты и интенсивны. Преобладающие направления ветра — юго-запад и юго-восток, особенно выраженные зимой, в то время как частота северо-восточных ветров увеличивается летом. Карагандинская область страдает от острой нехватки воды, при этом годовое распределение осадков неравномерно. Около 25–30 % годовой суммы осадков выпадает в холодное время года; максимальное месячное количество осадков обычно наблюдается в июле, а минимальное — в феврале и марте.

Пространственное распределение снежного покрова имеет ярко выраженный зональный характер: с севера на юг глубина снежного покрова, его водный эквивалент и продолжительность существования уменьшаются.

Среднегодовая скорость ветра составляет 8–9 м/с. В холодное время года преобладают западные и юго-западные ветры, а в теплое время года — западные. Средняя минимальная температура в самый холодный месяц (январь) составляет $-31,2^{\circ}\text{C}$, а средняя максимальная температура в самый жаркий месяц (июль) — $+26,8^{\circ}\text{C}$.

10.1.3 Топография и геоморфология

Местоположение ветропарка характеризуется геоморфологией средне-низкогорья с высотой над уровнем моря, как правило, от 600 до 800 м. Горные хребты непрерывно тянутся в северно-южном направлении, с выраженным рельефом и крутыми склонами, угол наклона которых обычно составляет от 30° до 50° . Горная растительность представлена низкорослыми лугами. В пределах средне-низкогорного района, где расположена ветряная электростанция, толщина вскрышных пород, как правило, невелика; местами на гребнях и склонах непосредственно обнажаются умеренно и слабо выветренные коренные породы.

10.1.4 Транспортные условия

Площадка ветропарка расположена в Осакаровском районе Карагандинской области Республики Казахстан. Национальная автомагистраль М36 проходит вдоль западной стороны ветропарка. Некоторые изгибы трассы не могут полностью удовлетворить требованиям к дорогам на территории объекта и потребуют реконструкции или расширения. В целом, основной транспортный доступ к ветропарку благоприятный и может удовлетворить потребности строительства.

10.1.5 Поставка строительных материалов

Основные строительные материалы, необходимые для проекта, включают цемент, песок, щебень и стальные стержни. Эти материалы можно приобрести в Карагандинской области и прилегающих районах и доставить на строительную площадку по суше. Различные материалы можно приобрести непосредственно на месте.

10.1.6 Характеристики проекта

Основные характеристики проекта следующие:

Проект расположен в горной местности Осакаровского района Карагандинской области, с геоморфологией средне-низкогорья. Толщина вскрыши

в целом небольшая, а на гребнях и склонах местами обнажаются умеренно и слабо выветренные породы, что затрудняет строительство подъездных дорог. Строительные материалы необходимо доставлять из прилегающих районов, что предъявляет высокие требования к организации перевозок в период строительства. Участок находится относительно далеко от населенных пунктов, поэтому работы по «четырем подключениям и одному **выравниванию**» (подводводы, электроснабжение, подъездные дороги, подключение к сетям связи и планировка территории) на строительной площадке должны быть выполнены как можно раньше, до начала реализации проекта.

10.2 Общая планировка строительства

10.2.1 Общие принципы планировки

Общий принцип планировки строительства заключается в полном использовании существующих условий, рациональном распределении строительных площадей и ресурсов, а также обеспечении строительства. Распределение площадей является разумным и эффективным, при этом всесторонне учитываются такие факторы, как масштаб проекта, план и график строительства, а также затраты, в соответствии с принципом...Применяются принципы адаптации к местным условиям, соответствия требованиям времени, облегчения производства, обеспечения удобства проживания, простоты управления, обеспечения безопасности и надежности, а также рационального использования земельных ресурсов. Производственные и жилые зоны, склады, заводы по переработке материалов и складские площадки должны быть рационально организованы с учетом требований по охране окружающей среды и сохранению водных ресурсов.

10.2.2 Общая планировка строительной площадки

Общая планировка строительной площадки на период строительства в основном включает в себя размещение объектов строительного транспорта и временных сооружений для производственных и жилых помещений. Планировка строительной площадки, схема водоснабжения строительной площадки, схема электроснабжения строительной площадки, зона временных строительных работ и т. д.

10.2.2.1 Планировка транспортных объектов строительной площадки

Основными средствами строительного транспорта для данного проекта являются временные строительные дороги. Основной принцип планировки этих строительных дорог заключается в удовлетворении требований строительства. При условии удовлетворения спроса следует отдавать приоритет использованию существующих дорожных ресурсов, а новые или реконструированные подъездные дороги к строительной площадке должны быть рационально организованы для снижения затрат на временное строительство. Инвестиции в строительство дорог. Здесь имеются существующие сельские или деревенские дороги, ведущие в окрестности данной ветряной электростанции. Эти дороги не относятся к классифицированным дорогам. Состояние дорог в целом плохое, в основном из-за узкой ширины проезжей части, недостаточного радиуса поворота и крутого уклона. (Проект). В ходе реализации, при полном использовании существующих местных дорог, вышеупомянутые дороги будут соответствующим образом модифицированы для удовлетворения требований проекта. Требуется доступ для транспортных средств. Кроме того, необходимо построить временные подъездные дороги к местам установки ветровых турбин, недоступным по существующим дорогам, с учетом соответствующих норм. Технические требования к простым автомобильным дорогам, изложенные в «Руководстве по строительству» (издание 2004 г.), были обновлены с целью включения новой структуры дорожного покрытия подъездных дорог к строительной площадке с использованием щебня (гравия). Можно использовать каменную мостовую или имеющиеся в районе строительные материалы, при условии, что они соответствуют требованиям к проезду строительной техники. После завершения проекта подъездная дорога к строительной площадке может быть заасфальтирована и использоваться в качестве постоянной дороги.

10.2.2.2 Организация временных производственных и жилых объектов. Исходя из

особенностей проекта и следуя принципу

сочетания централизованной и децентрализованной планировки, в рамках данного проекта планируется разместить объекты рядом с бустерной станцией. Строительная база, в основном используемая для строительства подстанций, линий сбора электроэнергии, фундаментов ветрогенераторов, установки ветрогенераторов и т. д. Общая площадь земельного участка составляет 12 000 квадратных метров, а площадь застройки — 2 850 квадратных метров. Основная планировка на территории завода... Включает в себя офисные и жилые помещения,

бетоносмесительную станцию, площадку для хранения песка и гравия, комплексную перерабатывающую станцию, универсальный склад и площадку для парковки техники. Основные функции и масштабы вышеупомянутых объектов, таких как открытые площадки для хранения материалов, описаны ниже.

1. Площадь офисных и жилых помещений

Основными факторами являются необходимость в офисных помещениях на объекте для представителей заказчика, надзорного органа, строительной организации и производителей, а также расчетная площадь, требуемая для размещения офисных помещений. Площадь здания составляет 800 квадратных метров, а площадь земельного участка — 1000 квадратных метров. Жилые помещения в первую очередь предназначены для постоянного проживания участвующих строительных подразделений. Жилые помещения для персонала в основном включают общежития, столовую, ванные комнаты, помещение для нагрева воды, общественные туалеты и медицинский кабинет. Спортивные площадки и т. д. Рассчитанная площадь здания для жилых помещений составляет 1500 квадратных метров, а площадь земельного участка — 2000 квадратных метров. Согласно... Общий график строительства указывает, что средняя численность рабочих в период строительства составляет 120 человек, а пиковая — около 700 человек.

2. Бетоносмесительная установка

В рамках данного проекта планируется создать на строительной площадке бетонный завод, в основном для обеспечения строительства необходимым бетоном на месте. Производительность бетонного завода должна составлять не менее 180 м³

/ч и должна быть оснащена двумя линиями по производству бетона производительностью не менее 90 м³ /ч каждая. (См....) Исходя из прошлого инженерного опыта, при наличии площадки для хранения песка и гравия площадь здания бетонного завода составляет 400 квадратных метров. Площадь земельного участка оценивается в 5 000 квадратных метров.

3. Завод по обработке стальных стержней

Завод по обработке стальной арматуры планируется разместить на строительной площадке, в основном для фундаментов ветряных турбин, зданий подстанций и фундаментов линий сбора электроэнергии. Исходя из опыта реализации прошлых проектов,

арматура, необходимая для фундамента и других компонентов, будет поставляться заводом по переработке арматурной стали площадью 50 квадратных метров и занимающим участок площадью 1000 квадратных метров. С учетом квадратных метров

4. Комплексный перерабатывающий завод

Комплексный перерабатывающий завод в основном включает в себя зону деревообработки, зону обработки стальных компонентов и небольшую зону хранения материалов, аналогично предыдущим объектам. Исходя из инженерного опыта, комплексный перерабатывающий завод имеет площадь здания 100 квадратных метров и площадь земельного участка 1500 квадратных метров.

5. Площадь для хранения строительной техники и оборудования

Обычные зоны хранения строительной техники располагаются на территории строительной площадки, а зоны технического обслуживания оборудования организуются в пределах этих зон хранения. Владелец зоны хранения оборудования... Она должна использоваться для планового технического обслуживания оборудования, мелкого ремонта, хранения мобильной строительной техники и оборудования, а также для стоянки транспортных средств и т. д. (См....) Исходя из прошлого инженерного опыта, площадь зоны хранения строительной техники и оборудования составляет 1000 квадратных метров.

6. Площадка для хранения оборудования и материалов

Эта площадка предназначена в первую очередь для хранения электрооборудования, различных кабелей, металлоизделий и других материалов, необходимых для основного строительного проекта; она не используется для хранения других материалов. Управление строительным оборудованием и материалами осуществляется по принципу зонированного управления. Исходя из опыта реализации предыдущих проектов, площадь, занимаемая площадкой для хранения оборудования и материалов, составляет [не указано]. Она составляет 1500 квадратных метров.

7. Склад

На территории строительной площадки был оборудован небольшой, полностью закрытый склад. Склад был построен с использованием стандартных сборных стальных листов и в основном использовался для хранения герметично упакованных грузов. Электрооборудование, инженерные материалы, запасные части и т. д., требующие закрытого хранения, должны храниться в

смета площадью [площадь отсутствует] на основе опыта предыдущих проектов. 200 квадратных метров, занимая площадь 300 квадратных метров.

8. Прочее

Строительная площадка должна быть оборудована вспомогательными объектами, такими как внутренние дороги, резервуары для водоснабжения, объекты электроснабжения, рекламные площадки и зеленые зоны. Исходя из опыта предыдущих проектов, вышеупомянутые объекты займут площадь 1 500 квадратных метров.

Номер	Название проекта	Площадь застрой ки	Площадь участка	Примечание
1	Площадь офисных и жилых помещений	2300	3000	
2	Бетоносмесительная установка	200	2500	Склад песка и гравия
3	Завод по переработке стальных прутьев	50	1000	
4	Комплексный перерабатывающий завод	100	1500	
5	Площадь для хранения строительной техники и оборудования 0	0	1000	
6	Площадка для хранения, оборудования и материалов	0	1500	Примечание: Масштаб строительной площадки в таблице является лишь схематическим
7	Склады	200	300	
8	Прочее		1500	
9	Итого	2850-397 -	12000	

для этапа планирования и должна быть скорректирована в соответствии с фактическими условиями проекта на этапе реализации.

10.2.2.3 Водоснабжение и электроснабжение строительной площадки

Временное водоснабжение строительной площадки в основном включает в себя воду для производственных нужд, бытовую воду и воду для пожаротушения. Вода для производственных нужд включает в себя воду для строительных работ на площадке и воду для строительной техники. Бытовая вода включает в себя воду для строительной площадки и воду для жилой зоны. В качестве метода увлажнения бетона временно предполагается использование водосберегающей увлажняющей пленки. При этом для увлажнения бетона фундамента вентилятора можно использовать воду, доставляемую автоцистерной. В качестве источника воды для водоснабжения строительства в рамках данного проекта планируется использовать грунтовые воды, добываемые из скважин. Местные грунтовые воды залегают неглубоко и их можно легко добывать, что позволяет удовлетворить потребности в воде на этапе строительства данного проекта. Пиковое суточное потребление воды в рамках данного проекта составляет примерно 500 м³/сутки, включая 220 м³/сутки для производственных нужд, 100 м³/сутки для бытовых нужд и 40 м³/час для пожаротушения (рассчитано на 2 часа). Для обеспечения водоснабжения в ходе строительства и нужд пожаротушения предполагается установить временный резервуар для хранения воды рядом со строительной площадкой.

Электроснабжение строительной площадки планируется подключить от ближайшей подстанции с помощью одной линии 10 кВ, проходящей к зоне строительства. На строительной площадке устанавливается трансформатор 10/0,38 кВ для понижения напряжения и подачи электроэнергии. Электроснабжение строительства для каждого места установки вентилятора обеспечивается мобильными дизель-генераторами. Максимальная нагрузка на временное электроснабжение строительной площадки составляет примерно 250 кВт. Учитывая, что в ходе строительства могут быть добавлены дополнительные электроустановки, на подстанции на строительной площадке устанавливается трансформатор 315 кВА 10/0,38 кВ, который понижает напряжение, после чего электроэнергия подается к каждой точке электроснабжения строительной площадки. Для адаптации

рассредоточенному расположению вентиляторов, также предусмотрено оснащение двумя мобильными дизель-генераторами мощностью 200 кВт и двумя — 50 кВт для выработки электроэнергии.

Способы связи на строительстве в рамках данного проекта в основном включают проводную и беспроводную связь. Проводная связь включает стационарную телефонную связь, проводное подключение к Интернету, систему видеонаблюдения и т. д. Беспроводная связь включает сеть мобильной связи, беспроводное подключение к Интернету, рации и т. д.

Строительная база и зона строительных работ данного проекта относительно разбросаны и занимают большой пространственный диапазон. Поэтому планируется использовать комбинацию проводной и беспроводной связи. Вся строительная база подключена к проводному интернету и системе видеонаблюдения, а на каждой строительной площадке для связи в основном используются рации. Связь между различными строительными зонами в основном осуществляется с помощью мобильных телефонов.

10.3 Транспорт на строительстве

10.3.1 Внешний транспорт

Ветропарк расположен в 60 км к северу от Карагандинской области и в 150 км от Астаны.

Транспортные маршруты за пределами площадки: от дорог между Астаной и Карагандинской областью, по проселочным дорогам, в конечном итоге до места реализации проекта. В рамках данного проекта в первую очередь рассматривается наземный транспорт.

10.3.2 Транспорт на территории объекта

Внутриплощадочное движение в рамках данного проекта осуществляется по вновь построенным подъездным дорогам и в основном опирается на автомобильный транспорт для перевозки оборудования и материалов.

Все дороги на территории этой ветровой электростанции являются вновь построенными. В период реализации проекта необходимо будет построить временные подъездные дороги в соответствии с «Строительными...» Согласно техническим

требованиям к простым дорогам, изложенным в «Руководстве по строительству» (издание 2004 года), вновь добавленная подъездная дорога имеет ширину дорожного полотна 8 метров и ширину дорожного покрытия... Максимальный продольный радиус составляет 7 метров. Минимальный радиус горизонтального поворота дороги, как правило, составляет 50 метров, с экстремальным значением 35 метров. Максимальный продольный радиус подъема на участке главной дороги составляет... Максимальный продольный уклон подъема не должен превышать 8%, а максимальный продольный уклон спуска — 6%. Для ответвлений максимальный продольный уклон подъема не должен превышать 12%, а максимальный продольный уклон спуска — 6%. Уклон не должен превышать 10%. Во время строительства в конструкции дорожного покрытия следует предусмотреть уплотнение исходного грунта; участки, не отвечающие требованиям дорожного движения, могут быть засыпаны каменной наброской. Используя имеющиеся в районе строительные материалы, необходимо обеспечить достаточное пространство для прохода строительной техники; после завершения поздних этапов строительства будет уложен участок дорожного покрытия шириной 4 м. В качестве подъездной дороги служит широкий слой гравийного покрытия (с земляными обочинами шириной 0,25 м с каждой стороны).

10.4 Приобретение земельных участков для проекта

В соответствии с «Временными мерами по управлению землепользованием и охране окружающей среды для проектов ветровых электростанций» и особенностями местного землепользования для строительства проекта, требования следующие: исходя из особенностей данной ветровой электростанции, определить площадь земельного участка для проекта ветровой электростанции. Земельный участок проекта включает в себя земли постоянного землепользования и земли под застройку. Земельный участок делится на две части: земли временного землепользования для строительства.

10.4.1 Принципы землепользования в рамках проекта

Земли под застройку для проектов ветровых электростанций должны соответствовать принципам экономичного и интенсивного землепользования, максимально используя неиспользуемые земли и избегая... Занимать пахотные земли и избегать территорий, требующих особой

защиты, по мере возможности, с юридического разрешения провинциальных или вышестоящих правительственных ведомств, в период строительства... Вопросы землепользования должны решаться в соответствии с соответствующими нормативными актами.

10.4.2 Постоянное землепользование

Постоянное землепользование для строительства ветропарка рассчитывается и осуществляется на основе фактически занимаемой площади. Основное постоянное землепользование для проектов ветропарков...

Сюда входит постоянное приобретение земельных участков под фундаменты ветрогенераторов и т. д. Площадь земельных участков, приобретаемых на постоянной основе для проекта, приведена в таблице ниже:

Таблица 10.4-1 Таблица площади постоянного землепользования для проекта единица измерения: м²

Серийный номер	проект	Площадь земельного участка	Примечание
1	фундамент ветрогенератора	33327	Площадь каждого блока предварительно оценивается в 529 м ² .
2	насосная станция	45000	
3	Итого	78327	

10.4.3 Временное отчуждение земельных участков

Временное землепользование в рамках данного проекта в основном включает временные строительные дороги, площадки строительства и временные участки, занятые для строительства линий электропередачи. Проекты включают участок, занятый монтажной площадкой ветрогенератора, и участок для отвалов грунта. Таблица 10.4-2 Таблица площадей краткосрочного временного землепользования для проектов

Единица измерения: м ²			
Номер	Проект	Площадь временного землепользования (м ²)	Примечание

1	Место установки вентилятора	252 000	Каждый блок занимает 4000 квадратных метров
2	Осмотр и ремонт уклонов дорог	1267350	
3	место складирова ния отходов	50000	
4	Строительная база	12 000	
5	Итого краткосрочной аренды земельных участков	1581350	

Таблица 10.4-3 Таблица площадей временного землепользования для долгосрочных (25 лет)
проектов Единица измерения: м²

Номер	Проект	Площадь временного землепользования (м ²)	Примечание
1	Осмотр и ремонт дорожного покрытия	543150	Исходя из ширины 4,5 м
2	Подъездная дорога	167800	Исходя из ширины 5 м
3	Прокладка кабеля	44367	Установка трансформаторной башни и повышение напряжения Прокладка кабеля в участке станции
4	Фундамент опоры воздушной линии	147825	657 опор

5	Общее количество долгосрочных договоров аренды земли сроком на 25 лет	903142	

10.4.4 Площадка для складирования отходов

Площадь полигона для отходов данного проекта составляет 50 000 квадратных метров, что соответствует требованиям к временному землепользованию; рельеф местности относительно ровный, а площадь распределена равномерно. Близость к местам установки ветряных турбин и дорогам сокращает расстояния транспортировки, а сама территория не является лесным или сельскохозяйственным угодьем.

10.5 Выполнение основных работ

Данный проект в основном включает строительство подъемной станции, фундамента ветрогенератора, монтаж ветрогенератора и работы по прокладке линии электропередачи. Здесь кратко описаны только ключевые строительные объекты.

10.5.1 Электромонтаж и ввод в эксплуатацию

10.5.1.1 Технические требования к прокладке кабельной линии

(1) Установка кабельных труб и лотков

Перед началом строительства защитных труб для кабелей тщательно проверьте чертежи прокладки кабелей и сверьте маршрут прокладки и метод монтажа с чертежами строительных конструкций. Если требуется встраиваемый монтаж, выполняйте его одновременно с гражданскими работами, чтобы избежать упущений. Разметьте и защитите готовые кабельные трубы, чтобы предотвратить их повреждение во время последующих строительных работ.

Несмотря на то, что количество кабельных лотков, устанавливаемых на подкачковой станции, невелико, перед монтажом тщательно изучите чертежи, чтобы избежать переделок из-за конфликтов с элементами гражданского строительства.

(2) Прокладка и оконцовка кабелей

Кабели внутри бустерной станции — это в основном кабели управления и небольшое количество силовых кабелей. Основной процесс строительства выглядит следующим образом:

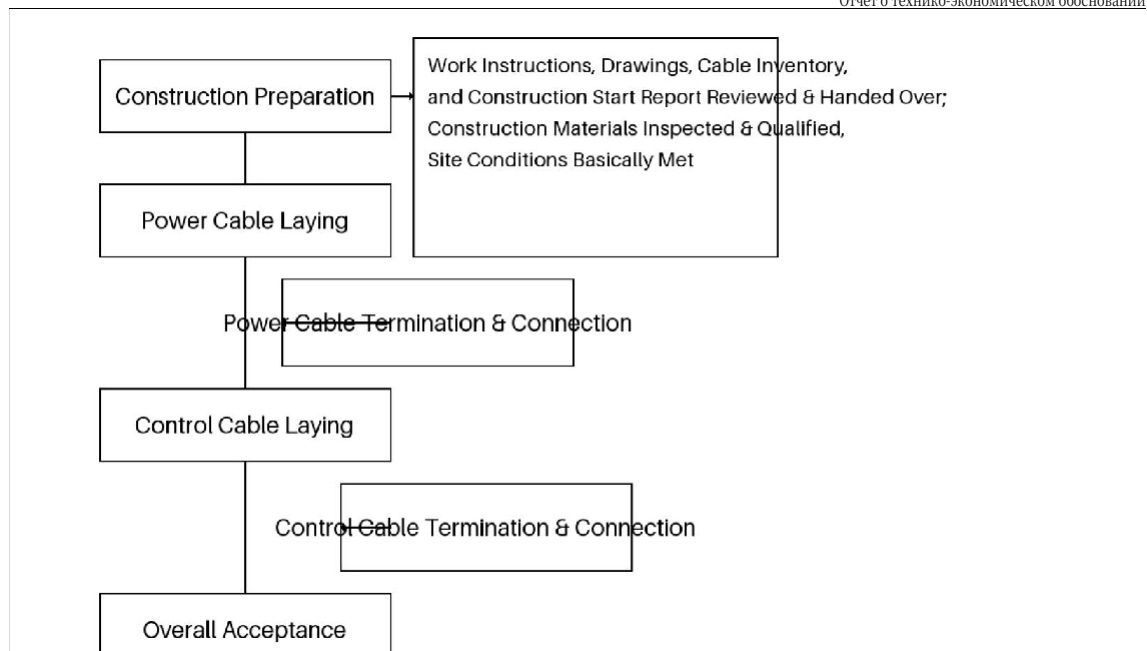


Рисунок 10.5-1 Блок-схема процесса прокладки кабеля

Перед прокладкой кабеля проверьте его внешний вид и сопротивление изоляции. Перед началом строительства убедитесь, что маршруты прокладки кабеля, материалы, инструменты и рабочая сила готовы. Строительство должно строго соответствовать следующим нормам:

GB 50168-2006 «Нормы по строительству и приемке кабельных линий электроустановок»

GB 50127-1996 Нормы по строительству и приемке электроустановок в взрывоопасных и пожароопасных средах

DL 5009.1-2002 Нормы безопасности при строительстве объектов электроэнергетики

DL/T 5161.5-2002 Норматив по контролю качества строительства и оценке электроустановок

СБ 50171-1992 Нормы и правила строительства и приемки электромонтажных работ по устройству цепей вторичного распределения

После заделки кабелей установите противопожарные заглушки на кабельных лотках, в траншеях, проходах в стенах, отверстиях шкафов и распределительных коробках в соответствии с требованиями проекта и норм, чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию.

10.5.1.2 Установка главного трансформатора

На подкачковой станции установлены два повышающих трансформатора. Основной процесс монтажа выглядит следующим образом:

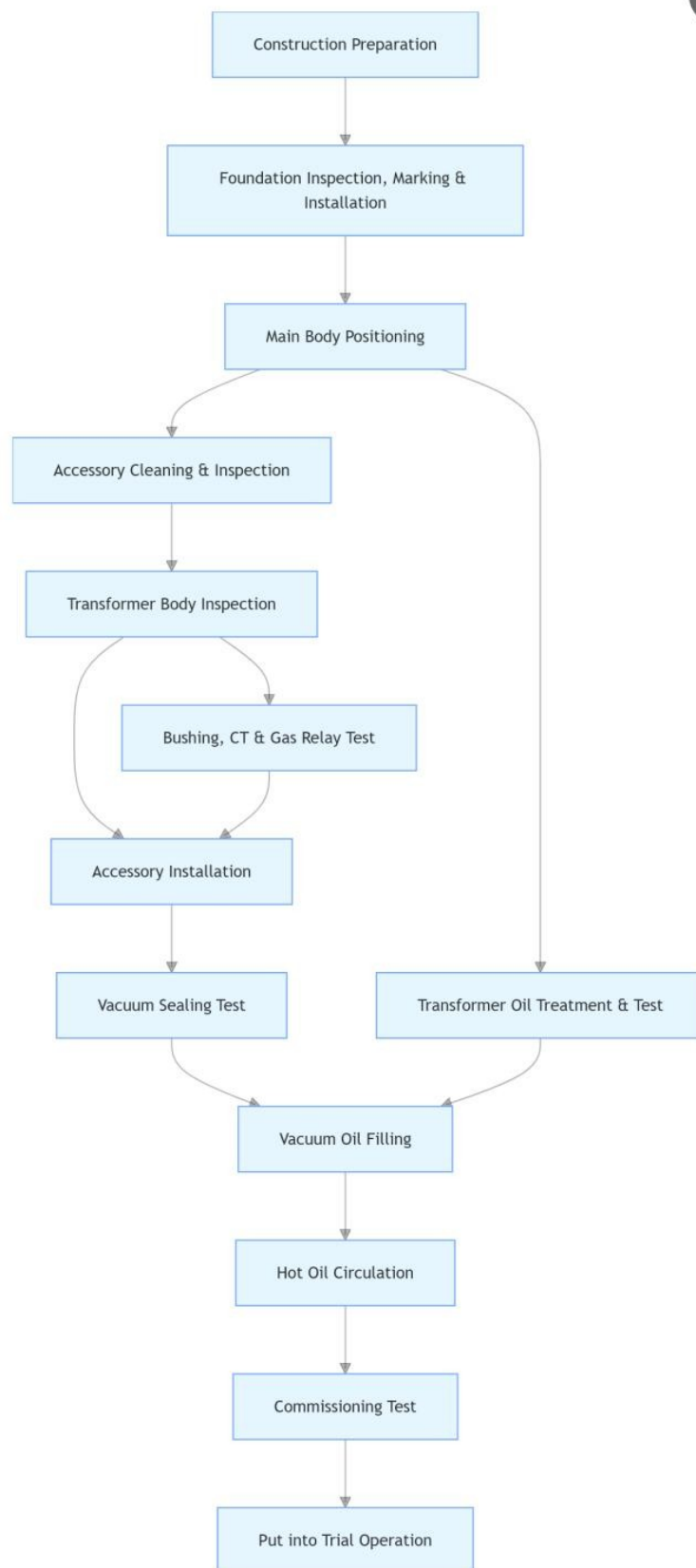


Рисунок 10.5-2 Блок-схема процесса установки главного трансформатора

10.5.1.3 10.5.1.3 Установка распределительного устройства ВН/НН

Основной процесс монтажа распределительного оборудования ВН/НН выглядит следующим образом:

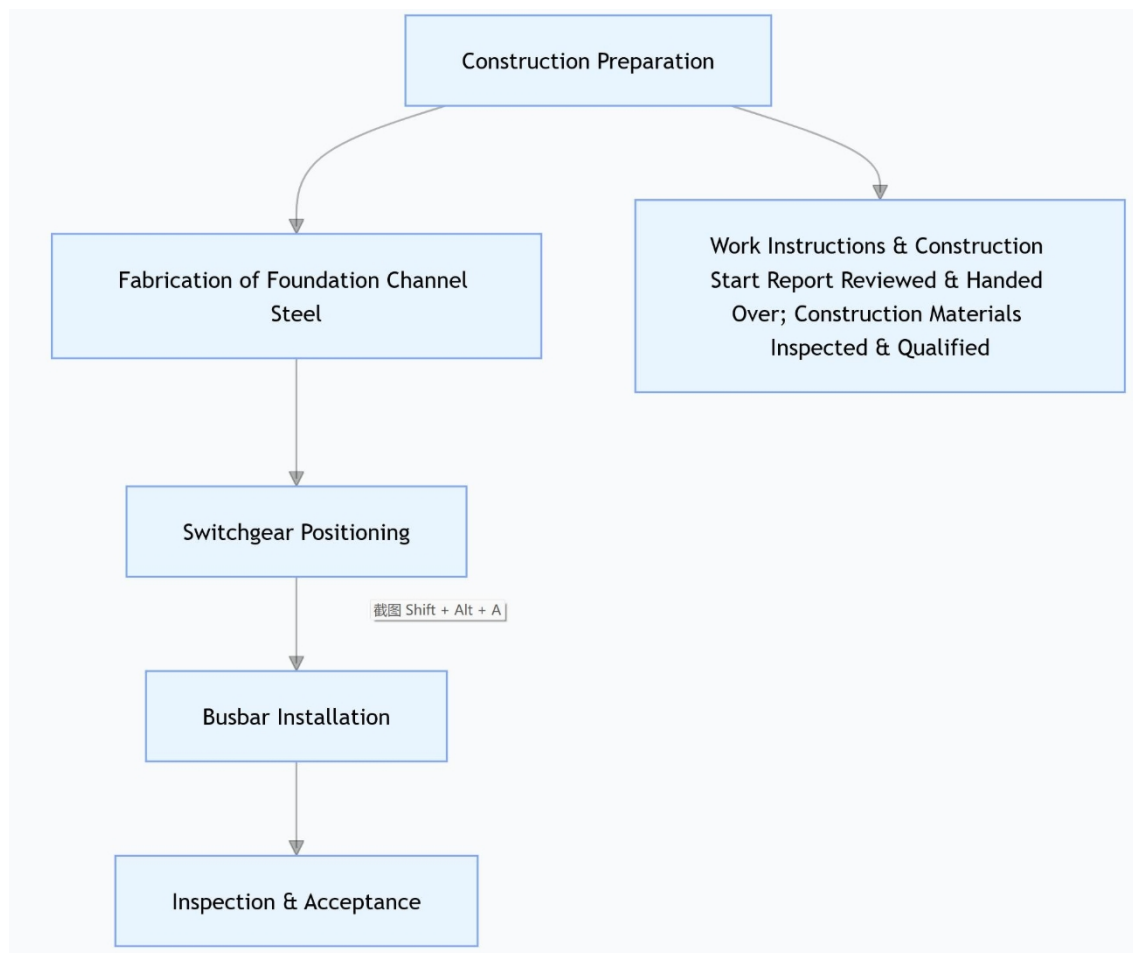


Рисунок 10.5-3 Блок-схема процесса установки распределительного устройства

10.5.2 Строительство фундамента ветротурбины

Фундамент ветротурбинного агрегата представляет собой железобетонную платформу. Для строительства необходимо проложить временные подъездные дороги к местам установки ветротурбин. Для рытья котлована фундамента предусматривается бурение и взрывные работы, а в местах с мягким грунтом применяется прямой выем грунта с помощью экскаваторов

. Земля и горные породы транспортируются непосредственно в непосредственную близость от котлована для последующей засыпки. По завершении земляных работ котлован очищается, после чего производится арматурная связка и возведение опалубки. После подготовки и приемки поверхности котлована производится заливка бетона. Бетон замешивается на месте на небольшом бетоносмесительном узле и транспортируется небольшими автобетоносмесителями. Бетон заливается непрерывно тонким слоем и уплотняется с помощью внутренних вибраторов. Технологический процесс строительства выглядит следующим образом: подготовка поверхности котлована к заливке (монтаж опалубки, связывание арматуры, установка фундаментного кольца) → контроль качества и приемка поверхности котлована → дозирование бетона → смешивание бетона → транспортировка автобетоносмесителем → укладка бетона → выравнивание и вибрирование → орошение водой для отверждения → демонтаж опалубки → контроль качества → устранение дефектов.

10.5.3 Строительство ветряных турбин

Всего запланировано 63 ветрогенератора. Высота башни составляет примерно 110 м, диаметр ротора — примерно 194,17 м, вес башни — 360 т, вес гондолы — 117 т, вес ротора — 30 т.

Установка турбин осуществляется по отдельным секциям: сначала башня, затем гондола, втулка и лопасти. **Установка турбин запрещена при скорости ветра более 10 м/с;** см. руководство по монтажу производителя. Для принятия решений по строительству на объекте могут быть установлены анемометры.

Предпочтительно использовать крупные колесные краны, чтобы избежать высоких требований к дороге и затрат на демонтаж гусеничных кранов.

Башня поставляется секциями и поднимается последовательно, соединяясь фланцами. Используется **метод тандемного подъема**:

- Основной кран: ≥ 1100 т (рекомендуется гусеничный кран)
- Вспомогательный кран: ≥ 400 т

(1) Подъем башни

Подъем осуществляется последовательно: нижняя секция → средняя секция → верхняя секция.

1. Установите подъемное оборудование; проверьте ровность фундаментного кольца и поверхности фланцев.
2. Установите болты, гайки и шайбы для соединения фундамента.
3. Смазать все резьбы болтов MoS₂.
4. Установите основной и вспомогательный краны.
5. Поднимайте в тандеме; основной кран поднимает, а вспомогательный регулирует зазор внизу.
6. Затяните болты с помощью электрических гайковертов; снимите подъемное оборудование.
7. Подключите цепи заземления и освещения.

2) Подъем кабины

После завершения сборки кабины, с целью обеспечения качества подъема и проверки пригодности специального подъемного оборудования, перед началом основного подъема необходимо провести пробный подъем кабины. Во время монтажа кабины строители находятся на платформе башни и используют гусеничный кран для подъема кабины. После подъема кабины на высоту установки ее медленно опускают. Кабина должна полностью устояться на фланцевой плите башни и быть соединена с ней в соответствии с проектными требованиями. Подъем кабины обычно осуществляется в следующем порядке:

① Подвесить специальное подъемное оборудование для кабины; ② Снять брезент с верхней части кабины; ③ Снять транспортную опору; ④ Установить 2 троса длиной 150 м; ⑤ Запустить большой кран, поднять кабину; ⑥ Когда кабина поднята до верхнего фланца цилиндра башни и крюк остановлен, затянуть винты; ⑦ Снять подъемное оборудование; ⑧ С помощью гидравлического гайковерта затянуть винты и провести выборочную проверку.

3) Подъем лопастей

Подъем лопастей системы лопастей осуществляется в режиме подъема одной лопасти

. Как правило, оно осуществляется в соответствии со следующими этапами:

① Подготовка к монтажу и предварительная подъемная операция с втулкой, завершение монтажа и приемка цилиндра башни и кабины. С помощью небольшого крана внутри кабины перенесите специальные инструменты (такие как гидравлические гайковерты, растяжители болтов и т. д.) в назначенное место внутри кабины. Основной кран и вспомогательный кран (при необходимости) находятся на своих местах. С помощью основного крана поднимите в воздух только втулку и соедините ее с фланцем главного вала кабины. В соответствии с проектными требованиями сначала установите несколько соединительных болтов, но не затягивайте их до конца, чтобы при последующей операции по повороту можно было отрегулировать вращение и выравнивание ротора.

② Установите первую лопасть; главный кран перемещается к месту хранения лопастей на земле и с помощью надежного подъемного оборудования для одной лопасти соединяет центр тяжести первой лопасти с точкой подъема. Закрепите оттяжки на конце и в средней части лопасти, а наземный персонал должен контролировать положение лопасти, чтобы предотвратить ее вращение и раскачивание во время подъема. С помощью ручного блока управления шагом или функции поворота подъемного оборудования отрегулируйте поверхность соединения болтов (поверхность шпунта) лопасти до оптимального угла стыковки с соответствующими отверстиями для винтов в ступице. Медленно поднимайте главный кран, транспортируя лопасть до высоты кабины. В ходе этого процесса наземный персонал оказывает помощь с оттяжками, а персонал на рабочей платформе кабины находится в режиме готовности для управления соединением. Лопасть плавно подводится к фланцевой поверхности втулки, используйте направляющий штифт для точного позиционирования, а затем установите все предусмотренное количество монтажных болтов и предварительно затяните их.

③ Вращение втулки и установка второго лопасти: запустите поворотное устройство в кабине, чтобы привести втулку (и уже установленную первую лопасть) во вращение примерно на 120° , достигнуть положения установки следующей лопасти и зафиксировать поворотную систему. Повторите процесс, описанный в шаге 2: главный кран возвращается

на землю, использует подъемное оборудование для одной лопасти, чтобы поднять вторую лопасть, отрегулируйте положение, плавно поднимите и завершите соединение на высоте со ступицей.

④ Установите третью лопасть и окончательно затяните, снова запустите поворотное устройство, поверните втулку в положение установки третьей лопасти и зафиксируйте ее. Главный кран поднимает третью лопасть, выполняет те же операции по подъему и соединению, что и ранее. Когда все три лопасти соединены со ступицей, с помощью электрического динамометрического ключа выполните первоначальную затяжку всех соединительных болтов «ступица-лопасть». Затем, строго следуя проектным требованиям по моменту затяжки и последовательности, с помощью гидравлического ключа или растяжителя болтов окончательно затяните все соединительные болты «ступица-лопасть» и «ступица-главный вал».

⑤ Завершающие работы: снимите подъемное оборудование главного крана, удалите все временные монтажные инструменты, оттяжки и рабочие платформы. После завершения и проверки качества операций по подъему лопастей снимите строительные сооружения, проведите наладку ветрогенератора и завершите его установку.

10.5.4 Строительство воздушных линий электропередачи

Обычный процесс строительства проектов воздушных линий электропередачи в основном включает в себя: съемку линии → выемку грунта под фундамент → строительство фундамента → устройство заземления → сборку опор → прокладку проводов и заземляющих проводов → приемку по завершении работ.

10.5.5 Прокладка кабелей

Перед прокладкой кабелей следует повторно измерить фактическую длину трассы, чтобы предотвратить ошибки. Исходя из этого, следует рационально организовать место прокладки кабеля и место тяги. Все строительные инструменты должны быть подготовлены и находиться на месте, а кабельная траншея должна быть выкопана. После выемки траншеи следует уложить песчаный амортизирующий слой. После завершения этих работ начинается прокладка кабеля. Для прокладки кабеля в основном используются кабельные конвейеры. После завершения прокладки кабеля

необходимо провести соответствующие испытания кабеля, и только после прохождения приемки можно приступить к следующему этапу.

10.5.6 Инженерия систем накопления энергии

① Выравнивание площадки и строительство фундамента

Сначала следует провести выравнивание площадки и определение координат. Затем необходимо выкопать и залить бетонные фундаменты для всех отсеков аккумуляторных батарей и отсеков повышения напряжения в соответствии с проектом. Одновременно следует завершить строительство заземляющей сетки и кабельной траншеи.

② Установка и закрепление оборудования

После того, как проверка фундамента будет признана удовлетворительной, с помощью крупных кранов последовательно поднимите 36 отсеков повышения напряжения и 72 отсека аккумуляторных батарей и установите их на место. Выполните выравнивание и корректировку, а затем прочно закрепите их с помощью заранее заложенных в фундамент деталей.

③ Прокладка кабелей и электрическое подключение

Перед прокладкой кабелей необходимо повторно проверить их маршрут и длину. Для прокладки высоковольтных и управляющих кабелей в основном используются кабельные конвейеры. После завершения прокладки кабелей немедленно выполните изготовление кабельных головок, обжимку, а также соответствующие испытания на изоляцию и выдерживаемое напряжение. Только после прохождения приемочных испытаний можно приступить к следующему этапу.

④ Наладка системы и пробная эксплуатация

Последовательно завершите наладку систем управления аккумуляторными батареями, преобразователей, систем противопожарной защиты и т. д., а затем проведите наладку взаимодействия всего оборудования станции. Наконец, совместно с энергосистемой проведите испытания на подключение к сети. После успешного прохождения испытаний перейдите к этапу пробной эксплуатации.

10.5.7 Строительство в зимний период

В связи с холодным климатом в Карагандинской области в зимний период, а также в целях обеспечения безопасности, качества и хода строительства был специально составлен настоящий перечень ключевых мер.

Подготовка к строительству: планирование и инструктаж, заблаговременная подготовка планов зимнего строительства и проведение специальных технических инструктажей по технике безопасности для всего персонала. Материально-техническое обеспечение: подготовка достаточного количества утеплительных материалов (матов из минеральной ваты, пластиковых пленки), антифризов, ускорителей схватывания, низкотемпературного дизельного топлива, антифризной жидкости, а также инструментов для уборки снега и льда. Защита оборудования от замерзания: добавление антифриза в транспортные средства и технику, а также оснащение устройствами для предварительного подогрева при запуске.

Строительные работы: бетонные работы, терморегулирование, подогрев смесительной воды для обеспечения того, чтобы температура бетона, выходящего из бетоносмесителя и поступающего в опалубку, не была ниже +5 °С. Теплоизоляция: сразу после заливки укрыть «одним слоем полиэтиленовой пленки + несколькими слоями матов из минеральной ваты» для теплоизоляции или установить утепленный навес для обогрева и выдерживания, чтобы предотвратить замерзание бетона.

Монтаж оборудования: при выполнении подъемных работ очистить рабочую поверхность от льда и снега. При ветре сильнее 6 балла, сильном снегопаде или густом тумане подъемные работы строго запрещены. Электромонтаж: изготовление кабельных наконечников должно производиться в помещении или в утепленном навесе. При температуре окружающей среды ниже -20 °С кабели перед прокладкой следует предварительно прогреть.

Безопасность и противопожарная защита: Безопасность персонала, своевременно очищайте проходы от льда и снега, обеспечьте средства защиты от холода, оборудуйте отапливаемое помещение для отдыха и предотвращайте поскользнуться, обморожение и отравление газами в закрытых помещениях. Противопожарная защита на объекте: Стандартизируйте управление отопительным оборудованием, строго запретите обогрев открытым пламенем, обеспечьте беспрепятственный сток воды из противопожарных каналов или опорожните их и предотвращайте возгорания.

10.6 Общий график строительства

10.6.1 Основания и принципы составления

Общий график строительства основан на строительных процедурах

по строительству инженерных сетей и монтажу агрегатов ветрогенераторов. В нем указаны сроки строительства и показатели интенсивности работ на уже построенных и строящихся ветровых электростанциях в стране. Выбираются передовые строительные технологии и оборудование для ускорения темпов строительства и сокращения сроков подключения агрегата к сети и начала выработки электроэнергии. Порядок выполнения работ по устройству подъездных путей, строительно-монтажных и электромонтажных работ на объекте организован таким образом, чтобы обеспечить непрерывное, равномерное и упорядоченное выполнение строительно-монтажных работ, что позволяет снизить пиковую интенсивность строительства и повысить экономическую эффективность.

10.6.2 Ключевые строительные объекты

В целом условия строительства данного проекта являются средними. Хотя масштаб проекта относительно невелик, для достижения общей цели проекта — скорейшего ввода в эксплуатацию и начала выработки электроэнергии — необходимо тщательно организовать каждый этап строительства.

10.6.3 Общий график работ

Общий график реализации проекта ветроэнергетической станции в Караганде (Казахстан) выглядит следующим образом: подготовительные работы будут проводиться с января 2027 года по июнь 2027 года. Строительство официально начнется в июле 2027 года, а полный объем производства будет достигнут в июне 2029 года. Общий срок строительства составляет 24 месяца.

Таблица: Общий график реализации проекта ветроэлектростанции в Караганде

Этап	Период	Основные работы	Основные этапы
1 Подготовка и получение разрешений	Январь 2027 г. — июнь 2027	Регистрация компании; утверждение окончательного инвестиционного решения; разрешения на землепользование, ОВОС, подключение к энергосети; геологическая разведка; проведение тендера на поставку оборудования; ЕРС и	одобрение доступа к сети; подписание основных контрактов на основное оборудование; подписание контракта ЕРС

Этап	Период	Основные работы	Основные
		надзор подрядные работы; временные сооружения	
2 Основные Строительство	июль 2027 г. — май 2029	Строительство дорог; фундаменты для турбин и коробчатых трансформаторов; строительные работы на бустерной станции и на объекте хранения энергии; поставка и монтаж оборудования; коллекторные и выходные линии; монтаж системы хранения энергии	Первый фундам ент турбины; завершение строительства бустерной станции; установка первой турбины подним ается; установка установл ено оборудование
3 Ввод в эксплуатацию и подкл ючение подключение	Май 2029 г. — июнь 2029	Испытания линии на ударную нагрузку; подключение к сети; ввод в эксплуатацию; 240-часовая пробная эксплуатация; поэтапное подключение к сети	Усилитель станция включена; первая турбина подключена к сети; 100 МВт / 300 МВт подключено
4 Полн ое Завершение и сдача	июнь 2029	Полный ввод в эксплуатацию; испытания ; приемка государственными органами; ввод в эксплуатацию; передача в эксплуатацию и техническое обслуживание	Подключение к сети на полной мощности; завершение проекта

Примечания

Климатические факторы

В Карагандинской области характерны длинные и холодные зимы с промерзшим грунтом.
Эффективный период строительства (особенно для земляных работ и подъемных работ)

в основном приходится на период с апреля по октябрь каждого года. График работ должен быть оптимизирован с учетом этого периода.

Цепочка поставок оборудования

Производство и транспортировка основного оборудования, такого как ветровые турбины, занимают много времени (обычно 12–14 месяцев). Своевременная закупка (подписание контрактов должно быть завершено в 2026 году) имеет решающее значение для обеспечения последующего периода строительства. Требуется тщательный контроль за графиком производства, отгрузкой и таможенным оформлением.

Разрешения и документация

Различные разрешения и стандарты в Казахстане могут отличаться от тех, что действуют в Китае. Необходимо предусмотреть достаточное время на получение разрешений и привлечь местных юридических и технических консультантов для оказания помощи.

Логистика и транспорт

Необходимо заранее запланировать обследование маршрута для крупногабаритного оборудования (например, лопастей ветряных турбин, башен) и укрепление дорог/мостов; в противном случае это серьезно повлияет на график монтажа.

Координация подключения к сети

Координация с Казахстанской компанией по эксплуатации электросетей (KEGOC) имеет решающее значение. Время подачи напряжения на подсиловую станцию и ввод в эксплуатацию подключения к сети должны строго соответствовать диспетчерскому графику электросети.

10.7 Основная строительная техника

Таблица 10.7-1 Перечень основной строительной техники

№	Наименование	Технические характеристики	Единица	Кол-во	Примечания
1	Сварочный аппарат		Комплект	8	
2	Большой гусеничный кран	1100 т	Комплект	2	Основной кран

Нет	Название	Технические характеристики	Един ица	Кол- во	Примечания
3	Автокран	400 т	Комп лект	2	Вспомогательный кран
4	Пневматический перфоратор	УТ23	Комп лект	12	
5	Экскаватор	2 м ³	Набо р	4	
6	Погрузчик	2 м ³	Комп лект	2	
7	Бульдозер	160 кВт	Комп лект	2	
8	Дорожный каток		Комп лект	2	
9	Вибрационный каток	16 т	Комп лект	2	
10	Ручной вибрационный каток	1,0 т	Комп лект	2	
11	Прицепной уклоновый каток	10 т	Комп лект	2	
12	Система для замеса бетона	50 м ³ /ч	Комп лект	1	Автоматическое взвешивание
13	Автобетоносмеситель	9 м ³	Един ица	10	
14	Бетононасос		Комп лект	2	
15	Внутренний вибратор		Комп лект	16	
16	Самосвал	20 т	Един ица	6	

17	Самосвал	5 т	Един ица	6	
18	Водоразливная машина	8 м ³	Един ица	3	
19	Транспортное средство с платформой	SSG840	Комп лект	4	
20	Дизель-генератор	50 кВт	Комп лект	2	
21	Дизельный генератор	25 кВт	Комп лект	2	
22	Погружной насос	QB10/25	Комп лект	5	

10.8 Рекомендации по управлению строительством

Управление строительством является важнейшей частью реализации проекта. Для данного проекта предлагаются следующие рекомендации по управлению:

Создать и усовершенствовать систему управления, контроля и обеспечения качества проекта, чтобы все подразделения и должностные лица эффективно выполняли свои функции.

Провести тщательное планирование строительства проекта. На основе расследований, исследований и сбора данных провести научный анализ и обоснование принятия решений по проекту, его реализации и предсказуемых рисков с точки зрения организации, управления, экономики и технологий, с тем чтобы обеспечить четкие ориентиры для последующей работы. Планирование включает в себя подготовку к строительству и планирование организации, планирование безопасности и цивилизованного строительства, планирование качества и технологий, планирование проектирования организации строительства и т. д.

Осуществлять динамическое управление и контроль. Поскольку на строительство могут влиять различные факторы и приводить к изменениям в некоторых процессах, необходимо применять динамическое управление и контроль.

Усилить контроль над ключевыми элементами и критическими процессами при строительстве ветроэнергетических объектов для эффективного повышения эффективности управления, включая:

Контроль качества массивного бетона для фундаментов ветрогенераторов (сырье, соотношение компонентов смеси, контроль температуры, выдержка и т. д.)

Контроль процесса установки фундаментного кольца

Контроль безопасности подъемных операций

Контроль технологического процесса работ по заделке

кабелей Контроль работ по устройству заземления.

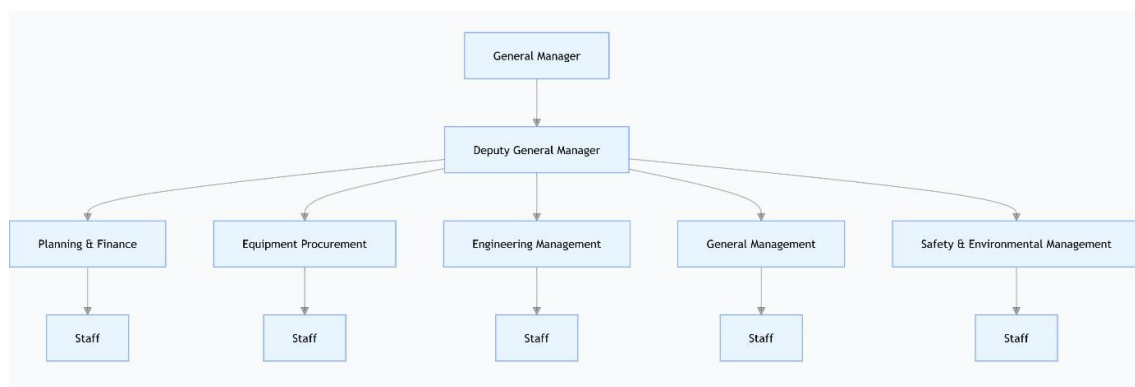
11 Проектное управление

11.1 Организация инженерного управления

11.1.1 В период строительства

Проект строительства ветропарка включает в себя: привлечение и управление средствами на строительство, оформление процедур по землепользованию, проведение тендеров на поставку оборудования и заключение соответствующих договоров, проведение детальных инженерно-геодезических изысканий, разработку проектной документации, проведение тендеров на строительные и монтажные работы и заключение соответствующих договоров, транспортировку оборудования, строительные работы, монтаж оборудования, ввод в эксплуатацию, подключение к энергосистеме и сдачу объекта в эксплуатацию.

Исходя из состава объектов работ по строительству данного проекта, рекомендуется, чтобы организация по управлению строительством приняла линейную функциональную структуру:



Планирование и финансы. Отвечает за привлечение средств для строительных проектов, подготовку бюджетов затрат на проекты, осуществление платежей и расчетов. Участвует в управлении строительными проектами и управлении проведением тендеров и закупками оборудования.

Закупка оборудования. Отвечает за проведение тендеров и заключение контрактов на поставку оборудования для строительных проектов, подписание контрактов на закупку оборудования, управление контрактами на поставку оборудования. Транспортировка и страхование оборудования, хранение оборудования на объекте.

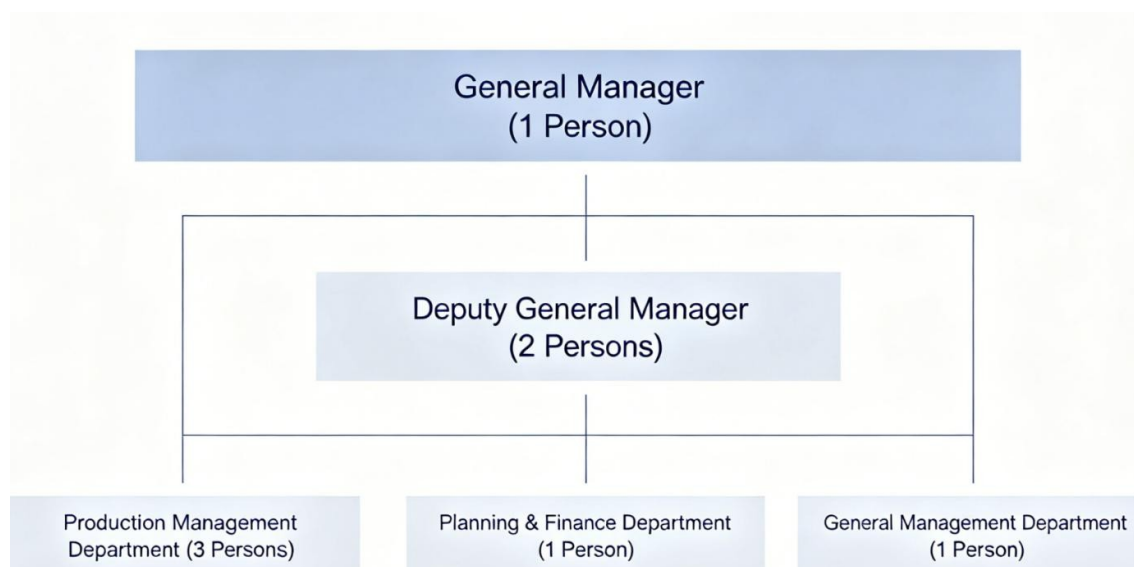
Инженерное управление. Отвечает за строительство зданий и

монтажа, подписание договоров на строительство, управление договорами на строительство. Управление проектированием проекта, подписание договоров на инженерное проектирование, управление договорами на проектирование. Управление качеством строительства проекта. Управление строительными проектами на объекте.

Комплексное управление. Отвечает за общее управление проектом за пределами вышеуказанных функций. Включая: управление информацией о строительстве проекта, координацию взаимоотношений между проектом и внешними сторонами, внутреннее управление организацией, осуществляющей управление проектом.

11.1.2 В период эксплуатации проекта

В период эксплуатации проекта структура управления по-прежнему использует линейно-функциональную систему. Штат может быть сформирован следующим образом: 1 главный менеджер, 2 заместителя менеджера. Имеется 3 отдела: отдел комплексного управления (2 человека), отдел планирования и финансов (2 человека) и отдел управления производством (3 человека).



Организационная структура и окончательный штат данного проекта будут определены в соответствии с распоряжениями проектной компании.

11.2 Объем работ по управлению проектом

Объем работ по управлению данным проектом включает подстанцию 220 кВ, 63 ветрогенератора мощностью 8000 кВт (включая трансформаторные подстанции), а также сборные линии внутри участка, состоящие из комбинации воздушных линий 35 кВ и подземных кабелей, проект по накоплению энергии, линии электропередачи и реконструкцию противоположной станции.

12 Охрана окружающей среды и сохранение почв и водных ресурсов

12.1 Раздел «Охрана окружающей среды»

12.1.1 Условия природной среды

1) Географическое положение

Площадка для планируемой ветровой электростанции и системы накопления энергии расположена в Осакаровском районе Карагандинской области, Казахстан. Проект находится примерно в 150 километрах к юго-востоку от столицы Казахстана, Астаны, и относится к Тирмирскому району Карагандинской области. Для проекта выделен один участок, расположенный вдоль национальной трассы М36, с удобным транспортным сообщением. Это ветропарк, расположенный на местности сложного рельефа. Текущая мощность данного проекта составляет 500 МВт, строительство осуществляется в один этап, в настоящее время ведется строительство подстанции для нового ветропарка.

2) Топография, геоморфология и климатические условия

Осакаровский район — административное подразделение Карагандинской области, Казахстан.

Он граничит с Нуринским и Бухар-Дилорским районами Карагандинской области, Акмолинской областью Акмолинской провинции и Байваналиерским районом Павлодарской области. Географически он относится к Казахскому нагорью — Сары-Арке, где особенно выделяются горы Низаз, Акдинг, Шакай и Елименкол.

Здесь преобладает типичный континентальный климат: холодная и малоснежная зима, жаркое и сухое лето. Участок проекта расположен в Карагандинской области, климатические особенности которой характеризуются большими перепадами температур, сухим воздухом и скудными осадками. Динамика температур в течение года показывает стабильно холодную зиму, короткий и резкий подъем температуры весной, а также длительный период жаркого лета.

Рельеф местности относительно ровный, и регион подвержен воздействию различных воздушных потоков, что создает благоприятные условия для сильных ветров

. Безветренная погода в этой местности встречается редко, а ветры дуют часто и с большой силой. Основные направления ветра — юго-запад и юго-восток, особенно зимой; летом учащается северо-восточный ветер. В Карагандинской области наблюдается острая нехватка воды, а осадки распределяются в течение года неравномерно. 25–30 % годовой нормы осадков выпадает в холодное время года, причем максимальные значения обычно фиксируются в июле, а минимальные — в феврале и марте.

Пространственное распределение снежного покрова имеет выраженный поясовый характер: с севера на юг толщина снега, запас воды и продолжительность лежания снега демонстрируют тенденцию к уменьшению.

Среднегодовая скорость ветра составляет 8–9 метров в секунду. В холодное время года преобладают западные и юго-западные ветры, а в теплое время года западный ветер более интенсивен. Средняя минимальная температура в самый холодный месяц (январь) составляет $-31,2^{\circ}\text{C}$, а средняя максимальная температура в самый жаркий месяц (июль) — $+26,8^{\circ}\text{C}$.

Перепад высот в радиусе 2 км от участка не превышает 50 метров на километр. Коэффициент влияния рельефа равен 1, а коэффициент влияния стратификации атмосферы — 200.

3) Флора и фауна проектного участка.

Участок проекта расположен в Оskarовском районе Карагандинской области в центральной части Казахстана и представляет собой полупустынную местность. Для данной природной зоны характерны континентальный климат, малое количество осадков и большой суточный перепад температур, при этом основной растительный покров составляют солнцелюбивые и засухоустойчивые виды растений.

Флора:

Растительность в данном районе представлена в основном:

Травянистые виды: овсяница (*Festuca valesiaca*), ковыль (*Stipa capillata*);

Полукустарники: полынь австрийская (*Artemisia austriaca*), кохия стелющаяся (*Kochia prostrata*), крашенинниковия роговидная (*Krascheninnikovia ceratoides*);

Однолетние травянистые и псевдотравянистые растения: *Atriplex cana*, *Lappula*.

На низменных участках, в временных водотоках и оврагах можно увидеть заросли ивы (*Salix spp.*), а также разбросанные кустарниковые заросли караганы (*Caragana arborescens*).

По результатам анализа общедоступных данных и полевых исследований на территории участка не обнаружено редких или охраняемых видов растений.

Животные:

Фауна данной местности представлена в основном обычными степными видами и полупустынными видами, приспособленными к засушливым климатическим условиям:

Млекопитающие:

Грызуны: мелкие суслики (*Spermophilus pygmaeus*), крупные кенгуру-крысы (*Allactaga major*), обыкновенные полевые мыши;

Хищники: лиса обыкновенная (*Vulpes vulpes*), ласка прерийная (*Mustela eversmanii*), лисица-корсак (*Vulpes corsac*);

Птицы:

степной орел (*Aquila nipalensis*), беркут (*Aquila chrysaetos*), жаворонок, серая перепелка, обыкновенный красноногий сокол;

Рептилии:

Ящерица-хамелеон (*Eremias arguta*), степная гадюка (*Vipera ursinii*), обыкновенная луговая змея.

В радиусе 5 километров от места реализации проекта не было обнаружено ни зон скопления животных, ни путей миграции, ни мест размножения редких или охраняемых видов

Согласно «Красной книге» Республики Казахстан, на территории проекта и в прилегающих районах не зарегистрировано видов, находящихся под особой охраной

12.1.2 Социально-экологические условия

Осакаровский район состоит из двух населенных пунктов — Осакаровка и Молоджидного — и 21 сельского поселения.

В промышленно-сельскохозяйственной структуре данного района преобладают сельское хозяйство и промышленность. К значимым предприятиям по разработке ресурсов и соответствующим ресурсам в пределах данного района относятся: добыча флюсового известняка компанией «Караганда Специальные ФС»; производство водных ресурсов компанией «Канал им. К. Сатпаева»; а также добыча угля на карьере «Южный» компании «Борлей» (принадлежащей Казахской Медно-Серебряной Компании).

12.1.3 Историко-культурные памятники

Согласно Указу № 50/01, изданному губернатором Карачаганакской области 13 августа 2024 года «Об утверждении Государственного списка местных историко-культурных памятников Карачаганакской области», на территории Осакаровского района находится в общей сложности 94 историко-культурных памятника, как показано в Таблице 12-1.

Таблица 12-1 **Перечень историко-культурных памятников Карагандинской области, Осакаровского района**

Пункт №	Наименование памятника	Вид на памятника	Расположение памятника
Осакаровский район			
1	Кладбище Садовое, 1, бронзовый век	археология	600 м к северо-востоку от деревни Садовое
2	Кладбище «Садовое-2», бронзовый век	археология	1,5 км к юго-востоку от нефтебазы, на правом берегу реки Кенетай, с. Садовое
3	Погребальное место Маслозавод 3, Средневековые	археология	200 м к северо-востоку от маслозавода в деревне Пионерское
4	Курган «Родник-1», Средневековые	археология	4 км к северо-востоку от деревни Пионерское
5	Кладбище «Родник», РЖВ	археология	2 км к юго-востоку от полевого лагеря, села Пионерское

6	Погребальное место «Кудрявая Сопка, Средневековье	археология	300 м к северу от пионерского лагеря «Ишимское», Есильский сельский район
7	Погребальное место «Кудрявая Сопка» 1, бронзовый век	археология	400 м к северо-востоку от пионерского лагеря «Ишимское», Есильский сельский район
8	Погребальное место «Кудрявая Сопка» 2, бронзовый век	археология	500 м к юго-западу от пионерского лагеря «Ишимское», Есильский сельский район
9	Погребальное место «Кудрявая Сопка» 3, бронзовый век	археология	500 м к юго-западу от пионерского лагеря «Ишимское», Есильский сельский район
10	поселение Озерное, бронзовый век	археология	5 км к северо-востоку от деревни Озерное, сельский район Озерное
11	Бабайское могильное поле, Средневековье	археология	6 км к северо-востоку от деревни Озерное
12	Поселение Литвинское, бронзовый век	археология	в 3 км к западу от маслозавода, Эсильский сельский район
13	Кладбище Литвинский 1, Средний века	археология	150 км к северо-востоку от деревни Есиль, Есильский сельский район
14	Погребальное место Литвинский 2, бронзовый век	археология	3 км к западу от маслозавода, Эсильский сельский район
15	Ишимский курган, Средневековье	археология	1 км к юго-западу от пионерского лагеря «Ишимское», Есильский сельский район
16	Курган Новый, Средневековье	археология	7 км к северо-западу от деревни Окольное, Карагайлинский сельский район
17	Приишимское захоронение, бронзовый век	археология	2 км к северо-востоку от деревни Колхозное, сельский район Есильский
18	Курган Каргалы, Средне века	археология	в 2 км к юго-западу от деревни Колхозное, Есильский сельский район
19	Похороны кладбище Скобелевка 1, РЖВ	археология	в 10 км к юго-западу от деревни Сункар
20	Погребение поселение Скобелевка 2, РЖВ	археология	в 15 км к юго-западу от деревни Сункар
21	Погребение поселение Скобелевка 3, РЖВ	археология	в 10 км к юго-западу от деревни Сункар
22	Погребение поселение Скобелевка 4, РЖВ	археология	1,5 км к юго-западу от деревни Сункар
23	Поселение Кенетай, бронзовый век	археология	в 100 м к северу от деревни Северное, Садовое сельский район
24	Местонахождение Кенетай, каменный век	археология	в 6 км к северо-востоку от деревни Садовое
25	Погребальное место Кенетай 1, РЖВ	археология	2,5 км к востоку от зернохранилища от села Садовое
26	Погребальное место Кенетай 3, РЖВ	археология	7 км к северо-востоку от деревни Садовое
27	Поселение Кенетай 4, бронзовый век	археология	в 2 км к востоку от зернохранилища села Садовое
28	Одиночный курган, РЖВ	археология	6 км к северо-востоку от деревни Садовое
29	Насыпь на реке Кундузды, РЖВ	археология	1,5 км к северо-востоку от деревни Садовое
30	Курган Кундузды 1, РЖВ	археология	1 км к северо-западу от скотобазы села Садовое
31	Кладбище «Белые скалы», РЖВ	археология	2,5 км вниз по течению от деревни Садовое
32	неолит поселение «Пионерская», каменный век	археология	в 10 км к северо-востоку от деревни Пионерское
33	Курган возле маслозавода, Средневековье	археология	700 м к юго-западу от геодезического знака, сельский поселок Пионерское

34	Курган № 3 возле маслозавода, Средневековье	археология	в 1 км к северо-западу от маслозавода, сельский район Пионерское
35	Курган 5 рядом со сливочным заводом, Бронзовый век	археология	в 1 км к северо-востоку от маслозавода, сельский район Пионерское
36	Курган № 6 возле маслозавода, Средневековье	археология	1 км к юго-востоку от маслозавода, сельский район Пионерское
37	Курган № 7 возле маслозавода, Средневековье	археология	в 1 км к северо-востоку от маслозавода, сельский район Пионерское
38	Погребальное место Средневековье Маслозавод 2,	археология	в 3 км к северо-западу от маслозавода, сельский район Пионерское
39	Борлинское захоронение, Средневековье	археология	Координаты GPS: N 50.48.529 E 073.45.440 ALT 418 м
40	Курган Бабай, РЖВ	археология	11 км к западу от деревни Есиль (Литвинский), 6 км к северо-востоку от деревни Озерное
41	Курган «Кудрявая Сопка», РЖВ	археология	8,4 км к юго-западу от деревни Новый Путь, 3,5 км к северу от деревни Колхозное, на пахотном поле
42	Курган «Кудрявая сопка» 1, поздний бронзовый век	археология	7,7 км к западу от деревни Новый Путь, 1 км к западу от села Ишимская
43	Погребальное место Средневековье Маслозавод IV,	археология	1 км к северо-востоку от деревни Центральное, 2,6 км к северо-западу от села Пионерское
44	Кладбище «Кудрявая Сопка» IV, РЖВ	археология	7,6 км к юго-западу от с. Новый Путь, 0,4 км к юго-западу от базы отдыха «Ишимская»
45	Кундузды I, средне века	археология	1,7 км к западу от деревни Садовое, 2 км к юго-западу от трассы Осакаровка-Садовое
46	Кундузды II погребение, Средневековье	археология	6,6 км к северо-востоку от села Садовое, 4 км к юго-востоку от трассы Киевка-Осакаровка
47	Кладбище Кундыктобе II, РЖВ	археология	в 2 км к юго-востоку от зимних стоянок Белодымовки, в 0,2 км к северо-востоку от линии электропередачи (далее — линия электропередачи)
48	Погребальное место «Крематорий I», РЖВ	археология	2,3 км к востоку от с. Центральное, 1,7 км к северо-западу от села Пионерское
49	Погребальное место «Ортенжал V», Средне века	археология	3,2 км к востоку от насосной станции № 16, 7,5 км к юго-востоку от автодороги Караганда-Павлодар
50	Каргалинское могильное поле, РЖВ	археология	в 7 км к северу от с. Новый Путь, в 5 км к востоку от горы Аюлы, в 10 км к югу от деревни Белоявка
51	Курган Каратугай 6, РЖВ	археология	в 5 км к юго-западу от деревни Тельманское, на склоне холма
52	Курган Майбулак, РЖВ	археология	в 6 км к юго-западу от деревни Тельманское, на высоком холме на левом берегу ручья Майбулак
53	Курган Майбулак 2, РЖВ	археология	7 км к юго-западу от деревни Тельманское
54	Майбулакское захоронение, Средне века	археология	2,5 км к юго-западу от Майбулакского притока
55	Могильник Майбулак 1, РЖВ	археология	1 км к юго-западу от Майбулакского ответвления
56	Могильник Майбулак 2, РЖВ	археология	в 6 км к юго-западу от деревни Тельманское, на высоком холме
57	Погребальное место Мектеп, РЖВ	археология	4 км к юго-востоку от зимних стоянок Белодымовка
58	Погребальное место Каратугай, бронзовый век Эпоха	археология	1 км к юго-востоку от 2-го микрорайона Тельманское
59	Кладбище Каратугай 2, РЖВ	археология	2 км к юго-востоку от 2-го отрога деревни села Тельманское, на двух холмах

60	Погребальное место Каратугай 3, Средневековые	археология	2 км к юго-западу от деревни Тельманское, 1,7 км к юго-востоку от 2-го отделения
61	Кладбище Каратугай 4, Средневековые века	археология	2,7 км к юго-западу от деревни Тельманское, 2,3 км к юго-востоку от 2-го ответвления
62	Кладбище Каратугай 5, Средневековые	археология	5 км к юго-юго-западу от деревни Тельманское, 3 км к югу от 2-го ответвления
63	Поселение Улента, бронзовый век	археология	в 20 км к северу от деревни Тельманское, 3,5 км до Зоцелы Ахметаул из
64	Кладбище Ортенжал 3, РЖВ	археология	3,2 км к северо-востоку от насосной станции № 16, 4 км к юго-западу от насосной станции № 15, 14 км к юго-востоку от карьера в Борли
65	Кладбище «Ортенжал-2», РЖВ	археология	2,5 км к юго-востоку от насосной станции № 16, село Родниковское
66	Кладбище «Ортенжал-1», РЖВ	археология	на правом берегу канала Иртыш-Караганда, в 1,9 км к северо-востоку от насосной станции № 16, в 12 км к юго-востоку от карьера «Борлы», село Родниковское
67	Курган Ортенжал, Средневековые	археология	0,4 км к северу от канала Иртыш-Караганда, 3,6 км к северо-востоку от насосной № 16, с. Родниковское
68	Погребальный курган Ортенжал, Средне	археология	на вершине невысокого холма, в 0,3 км к северо-западу от канала Иртыш-Караганда, в 4 км к востоку от насосной станции № 16, в 15 км к юго-востоку от карьера Борлы карьера, с. Родниковское
69	Кладбище Ортенжал 4, РЖВ	археология	в долине между холмами, в 4,7 км к северо-востоку от насосной станции № 16, в 5 км к юго-западу от автодороги Караганда-Павлодар, в 15 км к юго-востоку от карьера «Борлы», с. Родниковское село
70	Курган Бактыкоп, РЖВ	археология	в 5 км к юго-западу от насосной станции № 14, в 6 км к юго-востоку от деревни Торткудук, деревня Родниковский
71	Бактыкопа 1, РЖВ	археология	5,9 км к юго-западу от насосной станции № 14, 6,3 км к юго-востоку от села Торткудук, село Родниковский
72	Погребальное место «Бактыкопа 2», РЖВ	археология	3,7 км к югу от насосной станции № 14, 7,8 км к юго-востоку от деревни Торткудук, деревня Родниковский
73	Погребальное место «Бактыкопа-3», РЖВ	археология	3,4 км к юго-западу от насосной станции № 14, 7 км к юго-юго-востоку от села Торткудук, село Родниковский
74	Могильник «Бактыкопа», РЖВ	археология	3,3 км к северо-западу от насосной станции № 14, 4,7 км от деревни Торткудук, село Родниковский
75	Курган Найзатас, Средневековые	археология	в 0,3 км к северо-западу от места зимовки «Найзатас», в 4,7 км к юго-востоку от места зимовки «Белодымовка», в 0,5 км к юго-западу от линии электропередачи, с. Дальний
76	Найзатское могильное поле, средневековые	археология	4,8 км к юго-западу от зимнего лагеря Белодымовка, 0,3 км к северо-западу от зимнего лагеря Найзатас, 0,4 км к западу-западу от линии линия электропередачи, село Дальний
77	Ограда Найзатаса, средневековая	археология	4,2 км к югу от места зимовки Белодымовка, 1,2 км к северу от места зимовки Найзатас, 0,5 км к северо-востоку от горы Найзатас, село Дальний
78	Курган Набережный, РЖВ	археология	на территории деревни Тельманское

79	Альданское могильное поле, РЖВ	археология	в 3 км к юго-западу от деревни Тельманское
80	Белодымовка погребени место, РЖД е	археология	0,2 км к западу от зимних стоянок Белодымовка, с. Дальний
81	Кладбище Белодымовка 1, РЖВ	археология	0,5 км к юго-западу от места зимовки Белодымовка, с. Дальний
82	Белодымовка 2 погребение, РЖД	археология	0,8 км к северо-западу от места зимовки Белодымовка, село Осакаровский
83	Кладбище Белодымовка 3, РЖВ	археология	1,2 км к юго-западу от места зимовки Белодымовка, село Дальний
84	Погребальное место Саржал 1, РЖВ	археология	в 800 м к северо-западу от горы Саржал, деревня Дальний
85	Погребальное место Сарткойган, Средневека	археология	1,8 км к юго-востоку от зимних Белодымовки, деревня Дальний
86	Текейское могильное поле, РЖВ	археология	4 км к северо-западу от деревни Тельманское
87	Погребальное место «Текей-2», РЖВ	археология	3 км к северо-западу от 2-го участка деревни Тельманское, 6,3 км к северо-западу от деревни Тельманское
88	Курган Кобанды, РЖВ	археология	3,6 км к юго-западу от места зимовки Белодымовка, 3 км к северо-западу от места зимовки Найзатас, деревня Дальний
89	Курган Кобанды 1, РЖВ	археология	в 1 км к западу от места зимовки Наизатаса, с. Дальний
90	Кобандинское захоронение, РЖВ	археология	1 км к северу от зимнего лагеря «Наизатас», 4,4 км к югу от зимнего лагеря Белодымовка, деревня Дальний
91	Забор Койса, Средневековье	археология	2,5 км к югу от места зимовки Белодымовка, село Дальний
92	Кундыктубе погребение, РЖД	археология	в 2 км к юго-западу от зимней стоянки Белодымовка, в 0,2 км к северо-востоку от линии электропередачи, на юго-западном склоне холма Сарткорган, с. Дальний
93	Могильник Кызылагаш, РЖВ, Средневековье	археология	1 км к северо-западу от места зимовки Белодымовки, село Дальний
94	Акбулак 1, средневековое века	археология	7 км к юго-востоку от поселения «Молодежный», 5 км к северу от поселения Шидерты

12.1.4 Национальные специальные природоохранные зоны

В соответствии с Постановлением № 593, принятым Правительством Республики Казахстан 26 сентября 2017 года, в перечень национальных специальных природоохранных территорий Карагандинской области включены объекты, указанные в таблице (табл. 12-2):

№	Наименование национального особо охраняемых природных территорий	Площадь, га	Местоположение	Кто за это отвечает?
1	Каркаралинский Госуд арственный национальный природный парк	112120	Каркаралинский район	Комитет по лесному хозяйству и дикой природе Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан
2	Государственный Национальный природный парк «Буйратау»	88968	Осакаровский район Карагандинской области, Эрейментауский район Акмолинской области	Комитет по лесному хозяйству и дикой природе Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан

3	Белагаш Государственный заповедник (зоологический)	1500	Бухар-Жырауский район	Комитет по лесному хозяйству и дикой природе Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстана
4	Кувский государственный заповедник (зоологический)	33500	Каркаралинский район	Комитет по лесному хозяйству и дикой природе Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстана
5	Бектаутинский Государственный природный заповедник (зоологический)	500	Актогайский район	Комитет по лесному хозяйству и дикой природе Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстана
6	Государственный природный заповедник «Кызыларай» (зоологический)	18200	Актогайский район	Комитет по лесному хозяйству и дикой природе Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстана
7	Государственный природный заповедник «Белдеутас» (зоологический)	44660	Каркаралинский район	Комитет по лесному хозяйству и дикой природе Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстана
8	Государственный природный заповедник «Туранговый» (ботанический)	48	Актогайский район	Комитет по лесному хозяйству и дикой природе Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстана

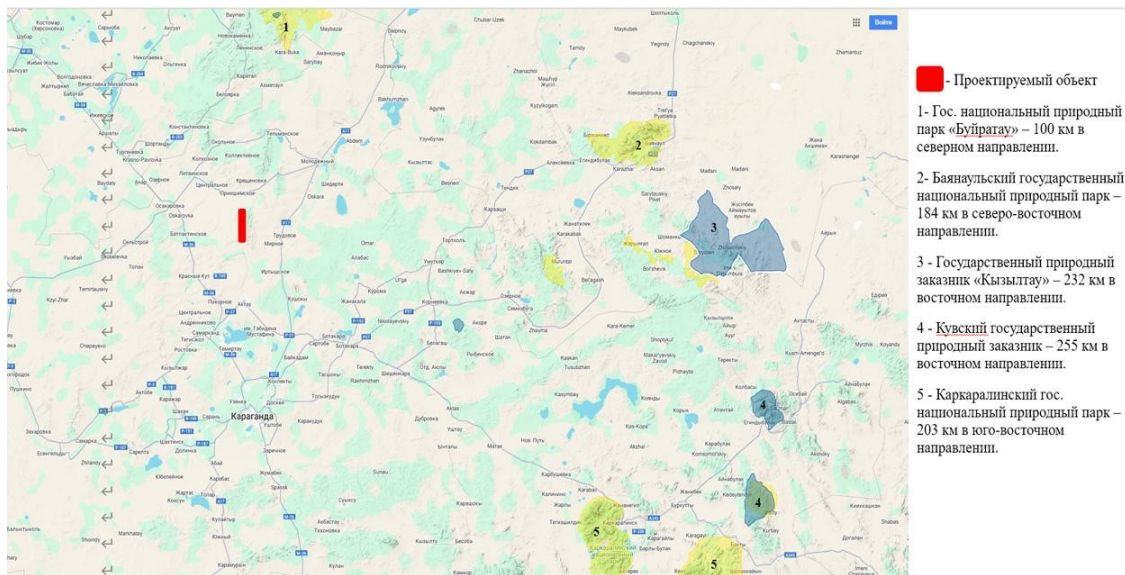


Рисунок 12.1-1 Карта распределения специальных природных заповедников в рамках проекта
Местоположение Страна

12.2 Оценка воздействия на окружающую среду

12.2.1 Стандарты оценки воздействия на окружающую среду

(1) Основание для оценки

Закон Китайской Народной Республики об охране окружающей среды (Указ Президента № 22 седьмой сессии, обнародован 1 мая 2015 г. и вступил в силу с даты обнародования);

Закон Китайской Народной Республики о предотвращении и контроле шумового загрязнения окружающей среды (Указ Президента № 77 восьмой сессии, обнародован 29 октября 1996 г. и вступил в силу 1 марта 1997 г.);

Закон Китайской Народной Республики о предотвращении и контроле загрязнения воздуха (Указ Президента № 32 девятой сессии, обнародован 29 апреля 2000 года и вступил в силу 1 сентября 2000 года);

Закон Китайской Народной Республики о предотвращении и контроле загрязнения вод (Указ Президента № 87 десятой сессии, пересмотренный и принятый 28 февраля 2008 года, вступивший в силу 1 июня 2008 года);

Закон Китайской Народной Республики «Об охране почв и водных ресурсов» (Указ Президента № 39, принятый на 11-й сессии, пересмотренный и обнародованный 25 декабря 2010 г., вступил в силу 1 марта 2011 г.);

Меры по управлению охраной окружающей среды от электромагнитного излучения (Приказ № 18 Государственного управления по охране окружающей среды, обнародован 25 марта 1997 г.);

Правила по охране окружающей среды при реализации строительных проектов (Постановление Государственного совета № 253, принятое 18 ноября 1998 г. и вступившее в силу со дня обнародования);

Уведомление Аппарата Национальной комиссии по развитию и реформам о выпуске «Правил об отдельных положениях по подготовительной работе при реализации проектов ветровых электростанций» (пересмотрено в 2005 г.) (Документ № REA[2005]899);

Уведомление Управления Национальной комиссии по развитию и реформам, Министерства земельных и природных ресурсов и Государственного управления по охране окружающей среды о выпуске «Временных мер по управлению земельными участками под застройку и охране окружающей среды при реализации проектов строительства ветровых электростанций» (документ № REA[2005]1511);

Стандарт планирования и проектирования городских общественных туалетов (CJJ14-2005);

Стандарт по размещению городских объектов санитарно-экологического обслуживания (CJJ27-2005);

«Методика проектирования и составления смет для отчетов о технико-экономическом обосновании проектов ветровых электростанций и расчетные нормы» (издание 2007 г.).

(2) Стандарты соответствия качеству окружающей среды

Вторичные стандарты в «Стандартах качества атмосферного воздуха» (GB3095-2012); Стандарты класса III в «Стандартах качества поверхностных вод» (GB 3838-2002).

«Стандарты качества звуковой среды» (GB 3096-2008) должны соответствовать требованиям функциональных зон звуковой среды класса 1.

(3) Стандарты выбросов загрязняющих веществ

Должны соблюдаться следующие стандарты, а соответствующие стандарты должны быть внедрены после утверждения отчета о воздействии на окружающую среду: «Стандарты для выбросов выбросов на строительных площадки» (GB12523-2011);

«Стандарты выбросов шума в окружающую среду на границах промышленных предприятий» (GB12348-2008);

«Предельные значения шума и методы измерения шума ветровых электростанций» (DL/T1084-2008); «Правила радиационной защиты» (GB8703-88).

12.2.2 Анализ факторов воздействия на окружающую среду

Основное воздействие данного проекта на региональную окружающую среду приходится на период строительства, за которым следует период эксплуатации.

Воздействие на окружающую среду в период строительства связано со строительной пылью (в основном ТСП), строительным шумом, строительными сточными водами (в основном взвешенные вещества, БПК, ХПК и т. д.), строительными отходами и т. д.; воздействие на окружающую среду в период эксплуатации в основном включает шум от работы ветрогенераторов и электромагнитное излучение.

Кроме того, при транспортировке опор и роторов ветрогенераторов из-за больших размеров опор и большой ширины роторов требуется определенный радиус поворота, что часто вынуждает расширять дорогу, что наносит ущерб растительности вдоль маршрута, и в то же время строительство, занимающее земельные участки и уничтожающее растительность, окажет воздействие на региональную экологическую среду, возможно, усугубляя местную эрозию почвы.

12.2.3 Оценка воздействия на окружающую среду

а) Период строительства

1) Оценка воздействия на атмосферный воздух

Основными источниками загрязнения воздуха в период строительства являются различные строительные машины и транспортные средства, а также инженерные работы, приводящие к образованию пыли и пылевых выбросов. Основными загрязнителями являются: пыль, окись углерода, оксиды азота, углеводороды и т. д.

Пыль и пылеобразование, возникающие при земляных работах, транспортировке и использовании материалов, а также движении транспортных средств на строительной площадке, относятся к неорганизованным выбросам. В связи с разбросанной планировкой строительной площадки и относительно простой конструкцией интенсивность загрязнения невелика, и строительная пыль и вторичное пылеобразование оказывают определенное влияние на качество атмосферного воздуха в районе строительства, однако зона воздействия невелика, а продолжительность воздействия коротка. Поскольку строительная площадка данного проекта расположена на вершине холма и находится вдали от местных деревень, затронутое население состоит в основном из строительных рабочих.

2) Оценка воздействия на водную среду

Сточные воды в период строительства в основном включают строительные сточные воды и бытовые сточные воды. В частности:

Строительные сточные воды в основном образуются при промывке бетонных бочек и резервуаров для материалов на территории строительной площадки, а основными загрязнителями являются: SS и значение pH. Согласно предыдущим инженерным данным, сточные воды имеют щелочную реакцию, а концентрация взвешенных твердых частиц составляет около 5000 мг/л. Барабаны для бетона и резервуары для материалов промываются один раз за смену, и, исходя из 2 смен, это составляет 2 раза в день, с объемом 4–5 м³ за раз, а общий объем сброса сточных вод принимается равным 10 м³/сутки.

Бытовые сточные воды в основном состоят из сточных вод от бытовой стирки и сточных вод с кухни, образующихся строительными рабочими, а основными загрязнителями являются: взвешенные вещества (SS), БПК₅, ХПК, а также животные и растительные масла.

3) Оценка шумового воздействия

Шумовое загрязнение во время строительства в основном связано с выемкой и засыпкой грунта фундамента ветрогенератора, механической выемкой грунта, бетонированием фундаментных опор, транспортировкой и монтажом оборудования ветрогенератора, строительством главного трансформатора подстанции и т. д. Шум в основном исходит от механического шума, создаваемого различной строительной техникой (такой как экскаваторы, бульдозеры, краны, вибрационных машин и т. д.) и транспортный шум, создаваемый транспортными средствами. Согласно аналогичным исследованиям, уровень шума на расстоянии 10 м от источника звука составляет от 59 до 76 дБ(А).

Расчет затухания строительного шума осуществляется с использованием формулы геометрического затухания рассеяния для ненаправленных точечных источников звука:

$$L(r)=L(ro)-20\log(r/ro)-\Delta L$$

В формуле: $L(r)$ — уровень звукового давления на расстоянии r (м) от источника звука, дБ(А); $L(ro)$ — уровень звукового давления на расстоянии ro (м) от источника звука, дБ(А); ΔL — различные величины затухания, кроме

геометрического затухания рассеяния (поглощение воздухом, отражение от препятствий и барьеров и т. д. В данном проекте ΔL принимается равным нулю), дБ(А).

На основании приведенной выше формулы рассчитывается затухание шума основной строительной техники, а прогнозируемые результаты расстояния соблюдения шума приведены в таблице 12.2-1.

Таблица 12.2-1 Уровни шума отдельных видов механической техники и соответствующие расстояния соблюдения норм

№	Этап строительства	Наименование механического оборудования	В соответствии с уровнем шума на расстоянии 10 метров от источника шума дБ(А)	Целевое расстояние затухания (м)	
				День	Ночь
1	Выемка грунта под фундамент	Погрузочно-разгрузочная машина	76	112	355
		Экскаватор	76	112	355
2	Строительство фундамента	Блендер	59	16	50
		Вибрационный смеситель	73	79	251
		Электросварочный аппарат	70	56	178
		Сверлильный станок	75	100	316
3	Монтаж оборудования	Лифт	70	56	178
4	Прочее	Грузовой автомобиль	75	100	316

Из таблицы 12.2-1 видно, что диапазон воздействия строительного шума

составляет 112 метров в дневное время и 355 метров в ночное время. Наибольшее воздействие оказывает этап выемки грунта под фундамент. То есть после того, как шум строительной техники затухает на расстоянии 355 метров, уровень шума может быть снижен до значения ниже 45 дБ, что соответствует требованиям «Стандарта качества звуковой среды» (GB3096-2008) для функциональной зоны звуковой среды 1-го класса в ночное время.

Данный проект ветропарка расположен в Осакаровском районе Карагандинской области Республики Казахстан. В радиусе нескольких километров от строительной площадки нет ни деревень, ни жителей. В зоне воздействия строительного шума данного ветропарка нет жилых районов. Пострадавшее население состоит в основном из строительных рабочих.

4) Анализ воздействия твердых отходов на окружающую среду

Твердые отходы в период строительства делятся на две категории: одна — остатки строительных отходов, другая — бытовой мусор. Остатки строительных отходов включают вынутый грунт и строительный мусор, а бытовой мусор в основном состоит из отходов повседневной жизни строительных рабочих.

Остатки строительных отходов относятся к категории общих твердых отходов. В случае ненадлежащей утилизации они займут значительную площадь, станут причиной вторичного загрязнения пылью, нанесут ущерб экологической среде и ландшафту, а также приведут к эрозии почвы.

По оценкам, средняя численность строительного персонала на данном проекте составит 120 человек, а в пиковые периоды — около 700 человек. Если исходить из того, что в среднем на одного человека в день приходится 1 кг бытового мусора, то в пиковый период ежедневный объем мусора может достигать 700 кг. Поэтому, если бытовой мусор не будет должным образом складироваться и своевременно вывозиться, летом он может стать местом размножения комаров и крыс, источником неприятных запахов и просачивания мусорных стоков, что легко приведет к негативным последствиям для гигиены окружающей среды и качества воздуха в данном районе.

5) Оценка воздействия на окружающую среду

Воздействие периода строительства данного проекта на окружающую среду проявляется главным образом в аспекте эрозии почвы:

① Воздействие занятия земель для проекта на окружающую среду

Землеотвод для проекта подразделяется на постоянный и временный. Постоянный землеотвод используется для размещения ветряных турбин, центральной электростанции, прокладки подземных кабелей и т. д.; временный землеотвод включает в себя земельные участки, занятые для временного складирования строительных материалов во время строительства, землю, под этими временное проживание строительных рабочих, временные строительные дороги на территории объекта, временное хранение оборудования и временная установка ветровых турбин.

Постоянное занятие территории изменяет первоначальное использование земли, и воздействие на исходную окружающую среду является необратимым. Временное занятие территории можно восстановить до первоначального вида с помощью таких мер, как благоустройство земель и лесовосстановление.

② Воздействие строительства на окружающую среду

В ходе строительства проекта в связи с выемкой грунта для фундаментов оборудования, выравниванием площадок для установки, прокладкой строительных дорог, возведением электростанций и временным складированием строительных материалов первоначальная поверхность будет нарушена, морфология поверхности будет повреждена, а растительный покров — уничтожен, что приведет к обнажению поверхностей, нарушению структуры почвенного слоя и определенной дополнительной эрозии почвы в данном районе.

③ Воздействие транспортировки оборудования на окружающую среду

Поскольку большинство ветрогенераторов собираются в виде готовых агрегатов, оборудование имеет большие габариты, и во время транспортировки возникают не только требования к несущей способности дорог, их ширине и радиусу поворотов, но также возникает необходимость обрезать или срубить деревья вдоль маршрута для выравнивания поверхности, что приводит к эрозии почвы, временному

повреждая и изменяя исходную растительность и ландшафт в пределах данной территории. Это окажет определенное воздействие на региональную окружающую среду и ландшафт.

④ Воздействие на флору и фауну

В рамках данного проекта, за исключением постоянного занятия территории, при временном занятии территории на время строительства будут приняты меры по восстановлению растительного покрова после завершения строительства. Поэтому воздействие строительства на местное растительное разнообразие очень незначительно. Занятие территории на время строительства сократит ареал обитания диких животных в данном районе, а строительный шум повлияет на качество их среды обитания. Однако благодаря короткому сроку строительства и относительно небольшой площади участка по сравнению со всем регионом, а также высокой способности животных к перемещению, у которых есть инстинкт избегания опасности и которые могут мигрировать в близлежащие районы с той же средой обитания, что и в исходной среде, воздействие строительства ветропарка на животных не является значительным и не приведет к сокращению видов и численности животных. В районе реализации проекта не обнаружено редких видов животных или растений.

b) Период эксплуатации

1) Оценка воздействия шума на окружающую среду В период эксплуатации шум, создаваемый ветрогенераторами во время работы, состоит из аэродинамического шума, возникающего при вращении лопастей ротора, и механического шума, исходящего от таких компонентов, как редуктор и генератор. Среди них основным источником является шум, создаваемый ветрогенераторами.

Согласно данным о шуме, полученным в ходе реализации аналогичных проектов, уровень шума одной турбины составляет примерно 102 дБ(А); на подстанции используется маломощный трансформатор, и уровень шума на расстоянии 1,0 м от его корпуса не превышает 70 дБ(А). Исходя из анализа уже реализованных проектов ветроэнергетики, при скорости ветра около 6,0 м/с дневное расстояние соблюдения норм составляет примерно 100 м, а ночное — примерно

280 м. В соответствии с требованиями к округлению расстояния санитарной защиты

в национальных стандартах расстояние санитарной защиты определяется как 300 м. Если расстояние между ветрогенераторными установками и ближайшим чувствительным объектом соответствует расстоянию санитарной защиты, оно в принципе может удовлетворить требованиям класса 1 стандарта «Стандарты качества звуковой среды» (GB3096-2008) (днем 55 дБ(А), ночью 45 дБ(А)).

В рамках проекта предусмотрена подстанция, шум которой в основном связан с работой трансформатора и вытяжного вентилятора. Уровень звукового давления составляет менее 70 дБ, а генерируемый шум относительно невелик. На расстоянии 100 м от границы участка уровень шума естественным образом снижается до значений ниже 50 дБ(А); на расстоянии 180 м от границы участка уровень шума естественным образом снижается до значений ниже 45 дБ(А).

Поскольку данная ветроэлектростанция расположена на горном хребте, в зоне шумового воздействия вокруг нее нет населенных пунктов, и во время эксплуатации проблем с шумовым воздействием не возникнет. Работа ветроэлектростанции управляется компьютерами и достигла уровня автоматизированной эксплуатации. Персонал в основном работает в диспетчерской и, как правило, не нуждается в приближении к ветрогенераторам. Диспетчерская находится на определенном расстоянии от турбин и расположена в помещении, поэтому шум от турбин не повлияет на здоровье персонала.

2) Оценка воздействия на окружающую среду электромагнитного излучения

Во время эксплуатации ветропарка источниками электромагнитного излучения являются в основном главные трансформаторы на высоковольтной подстанции, линии электропередачи и ветрогенераторные установки. На основании сравнительного исследования и анализа аналогичных систем передачи, распределения и трансформации электроэнергии интенсивность электрического поля значительно ниже предельного значения, установленного «Правилами радиационной защиты» (GB8703-88); результаты опроса жителей в радиусе 200 м от других уже построенных ветровых электростанций показывают, что работающая ветровая электростанция не оказывает влияния на

электрооборудование жилого района, такое как радиоприемники и телевизоры. В радиусе 200 м от данного ветропарка нет жилых районов или оборудования беспроводной связи, поэтому помехи для жителей, радиоприемников и телевизоров после завершения строительства данного ветропарка будут очень незначительными.

3) Оценка воздействия света и тени ветрогенераторов

Расположение ветрогенераторов в рамках данного проекта в основном соответствует требованиям к расстоянию защиты от света и тени жилого района. В зоне влияния теней в основном нет населенных пунктов, и это не вызовет значительного загрязнения тенью для населения.

4) Анализ воздействия на птиц

Хотя ветрогенераторы установлены на относительно большой высоте (высота башни и ротора составляет около 210 м), они все же находятся на относительно низком уровне по сравнению с высотой полета птиц. Кроме того, группа ветрогенераторов занимает относительно небольшую территорию, что недостаточно для того, чтобы препятствовать или влиять на полет птиц. Судя по результатам зарубежных исследований по данному вопросу и данным наблюдений за воздействием на птиц других уже действующих ветровых электростанций, ветровые турбины не представляют смертельной опасности для птиц даже при ночном полете или в условиях высокой плотности миграции и низкой облачности, тумана и т. д. Видимость в районе проекта высокая, а расстояния между наземными ветровыми турбинами большие, поэтому вероятность столкновения птиц с турбинами крайне низка.

6) Другие аспекты оценки воздействия на окружающую среду

В период эксплуатации ветропарка топливо не расходуется, а также не образуются технологические отходы в виде выбросов, сточных вод или отходов. Эксплуатация проекта представляет собой процесс чистого производства. Сточные воды, образующиеся в период эксплуатации данного проекта, в основном происходят из бытовых стоков, производимых персоналом в главном диспетчерском здании. В период эксплуатации ветропарка сточные воды в основном состоят из бытовых

сточные воды персонала, включая сточные воды из столовой, фекальные сточные воды, сточные воды от мытья и душевые сточные воды и т. д. Загрязняющие вещества в основном включают SS, BOD5 и COD, а их объем относительно невелик.

12.2.4 Меры по охране окружающей среды

а) Период строительства

1) Меры по борьбе с загрязнением воздуха

① После засыпки вынутого грунта в период строительства оставшийся грунт и камни должны быть незамедлительно удалены, а растительный покров восстановлен как можно скорее для снижения интенсивности ветровой эрозии.

② Следует по возможности избегать проведения строительных работ в ветреные дни, особенно тех, которые приводят к нарушению почвенного покрова, а также укреплять дороги для строительства и транспортировки и регулярно поливать водой строительную площадку и дороги.

③ Транспортные средства, перевозящие сыпучие материалы, такие как известь, среднезернистый песок и цемент, должны быть накрыты брезентом для уменьшения рассыпания и разлета пыли, а скорость транспортных средств должна быть ограничена.

④ Строительная площадка и бетонный узел должны иметь фиксированные и специально отведенные места, и должны быть приняты соответствующие меры по предотвращению пыли. Работники бетонного узла должны усиливать меры по охране труда и гигиене и обязательно носить средства индивидуальной защиты, такие как пылезащитные маски.

Принятие вышеуказанных мер позволит свести к минимуму загрязнение воздуха в период строительства. По завершении строительства источники загрязнения воздуха исчезнут и больше не будут оказывать влияния на окружающую среду.

2) Меры по контролю загрязнения воды

① Очистка сточных вод при производстве бетона

В ходе строительства можно установить временные отстойники для очистки строительных сточных вод с последующим их повторным использованием для подавления пыли на дорогах строительной площадки.

② Очистка бытовых сточных вод в период строительства

Бытовые сточные воды очищаются в септиках и используются для озеленения прилегающей территории или подавления пыли на строительной площадке.

Благодаря вышеуказанным мерам загрязнение воды в период строительства не окажет значительного воздействия на окружающую среду поверхностных вод.

3) Меры по борьбе с шумовым загрязнением

① Использование малозумного оборудования во время строительства, сокращение времени использования высокошумного механического оборудования, а также установка и использование амортизирующих прокладок и звукоизоляционных устройств для снижения уровня шума источника.

② Усилить техническое обслуживание и ремонт различного механического оборудования во время строительства, чтобы поддерживать его работоспособность в хорошем состоянии и снизить шум при эксплуатации.

③ Во время строительства фундамента ветрогенератора следует принять защитные меры для экранирования передачи шума одновременно с подавлением пыли.

Благодаря вышеуказанным мерам шумовое воздействие в период строительства не повлияет на чувствительные объекты в окрестностях.

4) Меры по предотвращению образования твердых отходов

① Утилизация строительных отходов

Остатки грунта, полученные в результате земляных работ и засыпки во время строительства данного проекта, используются для выравнивания площадки на месте.

② Утилизация бытовых отходов на строительной площадке

В соответствии с требованиями «Стандартов размещения объектов городской экологической санитарии» (CJJ27-2005) на строительной площадке должны быть установлены мусорные баки (контейнеры) и пункты сбора мусора.

Во время строительства бытовые отходы должны собираться централизованно и в определенных местах, а также включаться в систему сбора городского мусора. Не

не допускается беспорядочное складывание или выбрасывание отходов, чтобы гарантировать, что бытовые отходы не будут выбрасываться беспорядочно и загрязнять окружающую среду.

Благодаря строгому управлению твердые отходы, образующиеся в ходе строительства данного проекта, не окажут значительного воздействия на местную окружающую среду.

5) Меры по охране окружающей среды

Для снижения экологического воздействия, возникающего в процессе строительства, в рамках данного проекта должны быть приняты следующие меры по охране окружающей среды:

① Определить зону эрозии почвы и, с учетом различных характеристик строительной площадки, разделить ее на четыре региональных участка: зону ветровых турбин, зону подстанции, зону дорожных работ и зону временной строительной площадки, а также принять соответствующие меры по охране почвы и водных ресурсов.

② В зоне ветровых турбин перед началом строительства следует снять верхний слой почвы на участке, занимаемом ветровой турбиной, сгруппировать его в кучи и использовать для мульчирования растений в этой зоне. В период строительства, чтобы сократить многократную перевозку грунта и камня, для каждой ветровой турбины следует организовать временные свалки для хранения временных отходов от ветровых турбин и линий электропередачи. Что касается мер предосторожности, следует применять централизованный сброс грунта, при этом нижнюю часть груд земли следует покрыть мешками с землей, а в случае сильного ветра и проливного дождя — защитной пленкой от дождя. После завершения строительства грунт вокруг фундамента ветровой башни следует засыпать и озеленить для восстановления растительного покрова.

③ Что касается зоны защиты подстанции, сначала следует рассмотреть возможность возведения ограждения и снятия верхнего слоя почвы. Вблизи зоны подстанции ветропарка следует организовать временную свалку для хранения временных отходов, образовавшихся в результате выравнивания площадки и устройства фундаментов зданий (сооружений). Внешний периметр площадки земляных работ укрепляется насыпью грунта с использованием тканых мешков для защиты от оползания

. После завершения строительства будет рассмотрен вопрос об озеленении территории станции. Основное внимание при озеленении будет уделяться обочинам дорог на территории станции и открытым участкам после возведения зданий и сооружений. Необходимо выбрать подходящие виды растений для озеленения и заложить газоны и посадить кустарники на кольцевых дорогах вокруг распределительного помещения, а также по обеим сторонам главных и ответвленных дорог в период строительства.

④ В зоне предотвращения строительных работ на дорогах предполагается укрепить покрытие главных и ответвленных дорог на территории объекта, а также установить защиту от оползней, системы перехвата стоков и другие инженерные защитные меры для обеспечения стабильности дорожного основания и откосов. Вышеуказанные инженерные меры и временные защитные меры на период строительства позволяют эффективно снизить эрозию почвы, вызванную осадками в период строительства.

⑤ В зоне предотвращения на временной строительной площадке перед началом строительства удаляется верхний слой почвы, осуществляется временная защита, на период строительства устанавливаются временные защитные меры, а после завершения проекта удаляются покрывающие материалы и проводится рекультивация земель и восстановление растительного покрова.

⑥ Строго контролировать сроки строительства, чтобы избежать работ в сезон дождей и ветров.

После принятия вышеуказанных мер воздействие данного проекта на окружающую экологическую среду можно снизить до минимального уровня.

b) Период эксплуатации

1) Меры по предотвращению шумового загрязнения

В период эксплуатации основные меры заключаются в усилении технического обслуживания ветрогенераторов для поддержания их в исправном рабочем состоянии, и в то же время принимаются такие меры, как раздача берушей и разумная организация смен, чтобы избежать шумового воздействия на персонал по техническому обслуживанию и

окружающую среду. Благодаря вышеуказанным мерам ветропарк не будет оказывать влияния на уязвимые объекты за пределами зоны защиты от шума и на персонал по техническому обслуживанию оборудования во время эксплуатации.

2) Меры по предотвращению загрязнения водных источников

Сточные воды проходят через маслоотделитель, а бытовые сточные воды в главном здании управления очищаются в септике, а затем сбрасываются в канализационный трубопровод станции и естественным образом поступают на станцию очистки бытовых сточных вод; аварийное масло из зоны трансформаторов сбрасывается в резервуар для аварийного масла, проходит масловодоотделение, а затем сбрасывается на станцию очистки бытовых сточных вод для дальнейшей очистки. В данном проекте для вторичной очистки и дезинфекции используется интегрированное оборудование биологической очистки, которое соответствует показателям повторного использования, и сточные воды используются для озеленения и полива дорог.

3) Меры по предотвращению образования твердых отходов

В период эксплуатации бытовые отходы собираются централизованно и регулярно вывозятся и утилизируются местным санитарно-экологическим ведомством. Благодаря вышеуказанным мерам воздействие твердых отходов, образующихся в период эксплуатации, на окружающую среду может быть сведено к минимуму.

4) Меры по предотвращению воздействия на ландшафт

В рамках проекта предлагается в полной мере учитывать мнения соответствующих местных административных органов и жителей прилегающих районов, учитывать цветовую гамму ветрогенераторов, места их размещения и их гармоничное сочетание с туристическими ресурсами, а также стремиться к тому, чтобы ветрогенераторы гармонично вписывались в окружающую среду, снижая ощущение чужеродности и превращая их в одну из новых достопримечательностей данного района.

5) Меры по предотвращению столкновений птиц с ветрогенераторами

Проект предполагает нанесение предупреждающих цветов на ротор и втулку для создания предупреждающего эффекта для пролетающих птиц, что позволит избежать столкновений птиц с

. После нанесения предупреждающих цветов на ротор вероятность столкновения птиц с ветрогенератором может быть еще больше снижена, и это практически не окажет влияния на птиц.

12.2.5 Мониторинг окружающей среды

1) Мониторинг сточных вод

В период эксплуатации на выходе сточных вод из очистных сооружений организуется пункт мониторинга для контроля таких показателей, как взвешенные вещества (SS), химическая потребность в кислороде (COD), биологическая потребность в кислороде (BOD₅), аммиачный азот, растительные и животные жиры, а также фекальные колиформные бактерии. Частота мониторинга составляет один или два раза в год.

Методы анализа мониторинга должны осуществляться в соответствии с требованиями последней версии «Методов мониторинга и анализа воды и сточных вод», изданной Национальным департаментом охраны окружающей среды.

2) Мониторинг атмосферной среды

В основном в период строительства пункты мониторинга устанавливаются на строительной площадке. Подавление пыли проводится один раз в месяц, измерение общего взвешенного осадка (TSP) — каждые два месяца, до завершения проекта.

3) Мониторинг шума

В период строительства пункты мониторинга устанавливаются отдельно в уязвимых зонах проекта и на границе строительной площадки. Показатели мониторинга в основном включают максимальный уровень шума A и эквивалентный непрерывный уровень шума A. Мониторинг шума должен проводиться в соответствии со «Стандартом выбросов шума в окружающую среду для строительных площадок» (GB 12523-2011): В период строительства измеряется эквивалентный непрерывный уровень шума A в течение 20 минут подряд, а также одновременно измеряется максимальный уровень шума A в ночное время.

В период эксплуатации пункты мониторинга устанавливаются отдельно в уязвимых зонах проекта и на границе участка. Показатели мониторинга в основном включают эквивалентный непрерывный уровень шума A. Метод мониторинга

должен осуществляться в соответствии с положениями «Предельных значений и методов измерения шума на ветровых электростанциях» (DL/T1084-2008), а частота мониторинга составляет один раз в квартал.

4) Мониторинг здоровья населения

Он в основном включает в себя проверку строительных рабочих на наличие инфекционных заболеваний и мониторинг гигиены питьевой воды. Мониторинг здоровья населения проводится два раза в год, а мониторинг питьевой воды — один раз в квартал.

Ответственность за мониторинг здоровья строительных рабочих несет сама строительная организация; мониторинг питьевой воды может быть поручен местной станции здравоохранения и профилактики эпидемий.

12.2.6 Заключение по охране окружающей среды

Исходя из предварительного отчета об оценке воздействия на окружающую среду, предоставленного заказчиком, в районе, где планируется реализация проекта, отсутствуют:

1. новых жилых зданий, включая отдельно стоящие дома;
2. ландшафтных и рекреационных зон, курортов, домов престарелых, а также баз отдыха и оздоровления;
3. недавно созданных и организованных садоводческих товариществ, коллективных или индивидуальных дач и приусадебных участков;
4. спортивных сооружений, детских площадок, учебных заведений, а также государственных лечебных, профилактических и реабилитационных учреждений.
5. В радиусе 50 километров от участка нет природных заповедников;
6. В радиусе 50 километров от участка не обнаружено историко-культурных объектов, связанных с местными памятниками;
7. В радиусе 1 километра от участка нет водоемов.

В период строительства данного проекта, при условии соблюдения принципов цивилизованного строительства и уделения должного внимания вопросам безопасности и охраны окружающей среды, воздействие строительных работ на окружающую среду может быть сведено к минимуму. После ввода проекта в эксплуатацию строительная организация

должна, в соответствии с требованиями местных документов об утверждении оценки воздействия на окружающую среду, добросовестно осуществлять различные меры по предотвращению и контролю загрязнения, а также применять эффективное научное управление. Данный проект не окажет значительного влияния на качество окружающей среды

°

12.3 Охрана почв и водных ресурсов

12.3.1 Основания и стандарты для проектирования мер по охране почв и водных ресурсов

12.3.1.1 Законы и нормативные акты

1) «Закон Китайской Народной Республики об охране почв и водных ресурсов» (Указ Президента № 39 11-й сессии, обнародован 25 декабря 2010 г. (пересмотренная редакция), вступил в силу 1 марта 2011 г.);

2) «Положение о применении Закона Китайской Народной Республики об охране почв и водных ресурсов» (Постановление Государственного совета № 120);

3) «Правила по охране окружающей среды при осуществлении строительных проектов» (Постановление Государственного совета № 253, принятое 18 ноября 1998 г. и вступившее в силу со дня обнародования);

4) «Меры по приемке объектов охраны почв и водных ресурсов в рамках проектов развития и строительства» (Постановление Министерства водных ресурсов № 16 от 14 октября 2002 г.);

12.3.1.2 Технические спецификации и стандарты

1) «Стандарты по предотвращению и контролю эрозии почвы в производственных строительных проектах» (GB50434-2018);

2) «Стандарты по предотвращению и контролю эрозии почвы в проектах застройки и строительства» (GB50434-2008);

3) «Стандарты классификации и оценки эрозии почвы» (SL190-2007);

4) «Технические процедуры мониторинга охраны почв и водных ресурсов»

(SL277-2017);

- 5) «Технические спецификации по комплексной охране почв и водных ресурсов» (GB/T16453-2008);
- 6) «Методика расчета комплексной выгоды от охраны почв и водных ресурсов» (GB/T15774-2008);
- 7) «Правила составления смет на мероприятия по охране почв и водных ресурсов при осуществлении строительных проектов» (Документ № 67 Министерства водных ресурсов от 2003 г.).

12.3.2 Анализ текущей ситуации и причин эрозии почв в проектной зоне

Установки ветрогенераторов расположены в предгорьях вблизи Каргандинской области, которые в основном состоят из низкорослых кустарников и лугопастбищных угодий. Текущая ситуация с охраной почв и водных ресурсов в проектной зоне благоприятна.

В ходе строительства объекта в результате таких работ, как выемка грунта под фундаменты оборудования, планировка площадок для установки, строительство подъездных дорог, строительство подстанции и временное складирование грунта, первоначальная поверхность была нарушена, морфология поверхности и растительный покров пострадали, что привело к обнажению поверхностей, разрушению структуры почвенного слоя, особенно к повреждению существующей растительности и нарушению инженерных мер по охране почвы и водных ресурсов, вызванных строительством проекта, что привело к определенным дополнительным потерям почвы и воды на территории проекта.

12.3.3 Прогнозирование и контроль эрозии почвы и сфера ответственности

В ходе строительства данного проекта в результате земляных работ и деятельности по занятию земельными участками, топография и рельеф строительной площадки изменятся. Поэтому сфера прогнозирования эрозии почвы для данного проекта

в основном охватывает строительную площадку, а период прогнозирования включает период подготовки к строительству, период строительства и период восстановления растительного покрова.

Зоны земляных работ в основном включают строительные дороги, фундаменты ветряных турбин и фундаменты подстанций. В процессе разработки и строительства инженерного проекта нарушится исходная противоэрозионная способность поверхности и относительное равновесие внешних сил, что повлияет на экологическую среду строительной площадки и прилегающих территорий. Такие виды деятельности, как выравнивание площадки в зоне строительства, выемка грунта для фундаментов и засыпка, складирование материалов, уплотнение грунтов строительной техникой и вытаптывание строительным персоналом, нарушают поверхность, формируя перепрофилированный рельеф, нанося различной степени ущерб растительному покрову и структуре почвы, снижая или лишая почву защитных свойств растительного покрова и противоэрозионной способности, а также вызывая или усиливая эрозию почвы.

Для обеспечения рациональной организации системы мер по борьбе с эрозией, исходя из общей планировки строительных работ, строительных технологий, а также видов, количества и особенностей распределения эрозии почвы, возникающей в процессе строительства, сфера ответственности по борьбе с эрозией почвы в рамках данного проекта включает зону строительства проекта (четыре региональных участка: группа ветровых турбин, зона подстанции, зона дорожных работ и зона временной строительной площадки) и непосредственно затронутую территорию (в основном 5-метровую полосу за пределами зоны отчуждения земель и 5-метровую полосу по обе стороны от дорог между отдельными ветровыми турбинами). Сфера ответственности определяется в соответствии с утвержденным планом охраны почв и водных ресурсов.

12.3.4 Меры по охране почв и водных ресурсов

Общий принцип планирования мер по охране почв и водных ресурсов на территории проекта заключается в следующем: сочетать инженерные меры с мерами, основанными на использовании растительности, для формирования

полноценную систему предотвращения. В соответствии с характеристиками различных строительных зон создана зональная система мер по предотвращению, то есть инженерные меры по охране почвы и водных ресурсов сосредоточены на «точках» предотвращения, обеспечивая охват «от точки к зоне» и эффективно решая задачу предотвращения эрозии почвы на территории проекта. С учетом региональных особенностей эрозии почвы на территории проекта, для достижения целей проекта по предотвращению потери почвы и воды конкретные меры по инженерной защите от потери почвы и воды в зонах, выделенных для таких целей, следующие:

1) Зона профилактики группы ветровых турбин

В целях защиты ценных ресурсов верхнего слоя почвы верхний слой почвы на территории, занимаемой группой ветровых турбин, будет снят до начала строительства и сконцентрирован для хранения, после чего будет использован для почвенного покрытия в рамках мер по озеленению на этой территории. В период строительства, с целью сокращения повторных перевозок грунта и камня, предполагается организовать временные свалки для каждой группы ветровых турбин на зарезервированных участках, а также складировать временные отходы от группы ветровых турбин и линии электропередачи в районе ближайшей станции. Что касается мер по предотвращению, то применяется метод централизованного складирования, а нижняя часть кучи грунта защищается засыпкой мешками с соломой. В период сильного ветра и дождя грунт накрывается брезентом. После завершения строительства грунт на открытой местности вокруг фундамента ветровой башни укрывается и озеленяется, а растительный покров восстанавливается.

2) Зона предотвращения подстанции

Для предотвращения потери существующего верхнего слоя почвы на территории подстанции сначала следует рассмотреть возможность возведения ограждения и снятия верхнего слоя почвы. Вблизи территории подстанции ветропарка организуется временная свалка для хранения временных отходов от группы ветрогенераторов и линии электропередачи.

Внешний

периметр свалки огораживается ткаными мешками для складирования грунта. После завершения строительства предусматривается озеленение территории подстанции с уделением особого внимания открытым участкам по обеим сторонам подъездных дорог к подстанции и участкам, занятым зданиями и сооружениями, а также с выбором садовых видов растений, укладкой газонов и посадкой кустарников по периметру дорог, ведущих к распределительному помещению.

3) Зона предохранения дорог

В соответствии с организационно-техническим проектом строительства предусмотрено укрепление основных и второстепенных дорог на территории объекта, а также принятие мер по защите откосов и дренажу, таких как перехват и отвод воды, для обеспечения стабильности дорожного основания и откосов. Вышеуказанные инженерные меры и временные защитные меры в период строительства позволяют эффективно снизить эрозию почвы, вызванную осадками в период строительства.

4) Зона временных строительных площадок

Зона временного строительства в основном включает в себя места смешивания бетона, складирования и обработки материалов. В период строительства эта зона в основном покрыта временными постройками, и эрозия почвы незначительна. Меры по предотвращению эрозии в этой зоне в основном включают в себя очистку верхнего слоя почвы перед началом строительства, временное укладку защитных материалов, временные меры защиты во время строительства, а также удаление покрывающих материалов и проведение работ по улучшению земель, восстановлению почвы и растительности после завершения проекта.

12.3.5 Мониторинг охраны почв и водных ресурсов

Цель мониторинга охраны почв и водных ресурсов заключается в своевременном мониторинге и контроле эрозии почвы в процессе строительства, оперативном выявлении причин, масштабов, интенсивности, зоны воздействия и последствий эрозии почвы во время строительства, а также в анализе профилактических и контрольных

эффективности и преимуществ различных мер, реализованных после внедрения плана по охране почв и водных ресурсов, своевременно принимать соответствующие меры контроля и максимально снижать эрозию почвы. Работа по мониторингу охраны почв и водных ресурсов в рамках проекта организуется и осуществляется строительной организацией и поручается организации, имеющей квалификацию для проведения мониторинга охраны почв и водных ресурсов. Подразделение по мониторингу должно подготовить план мониторинга и план реализации мониторинга в соответствии с требованиями к мониторингу, изложенными в плане и «Технических правилах мониторинга охраны почв и вод» (SL277-2002), проводить работы по мониторингу охраны почв и вод, а также внедрять систему ежегодной отчетности по результатам мониторинга. Регулярные отчеты представляются в административный орган по водным и почвенным ресурсам, а специальный отчет по мониторингу представляется после завершения строительства и приемки объектов охраны водных и почвенных ресурсов. Точки мониторинга, содержание, методы, периоды и периодичность измерений приведены в таблице 12.3-2.

Таблица 12.3-2 План мониторинга охраны водных и почвенных ресурсов

Период мониторинга	Район мониторинга	Точка мониторинга	Содержание мониторинга	Частота мониторинга
Период строительства	Зона ветрогенераторов	Откосы выемки/насыпки, площадки временного складирования верхнего слоя почвы	Площадь нарушенной поверхности, площадь поврежденной растительности и их изменения; объем потери почвы и воды; объем земляных работ по выемке/насыпке.	Площадь нарушенного грунта и площадь поврежденной растительности: мониторинг проводится один раз до, во время и после строительства; Объем эрозии почвы: мониторинг проводится один раз в месяц с июля по сентябрь каждого года, с дополнительным мониторингом после сильных дождей (суточная норма осадков >50 мм); Количество, высота и занимаемая площадь насыпей грунта, а также

	Площадь дороги	Насыпь откосы		объем земляных работ по выемке/насыпке: мониторинг проводится один раз до начала и во время строительства.
	Подстанция Площадь	Отвалы/насы пи склоны		
	Временные сооружения Площадка	Зоны строительных работ		
Период восстановления растительного покрова	Зона размещения ветровых турбин	Площадки для временного складирован ия верхнего слоя почвы	Изменения в объеме потери почвы и воды в каждой зоне, количественные показатели и оценка эффективности принятых мер по предотвращению и контролю, площадь потери почвы и воды, показатели выживаемости и плотности лесного и травяного покрова.	Объем эрозии почвы: мониторинг проводится один раз в месяц с июля по сентябрь каждого года, с дополнительным мониторингом после сильных дождей (суточная норма осадков >50 мм); Эффективность удержания осадка и сохранения почвы от различных мер по предотвращению и контролю после их внедрения: мониторинг проводится один раз до и после строительства;
	Зона придорожной полосы	Дорога Придорожн ые деревьев		Показатели выживаемости, сохранности, состояния роста и плотности покрытия лесо- травяных насаждений в каждом районе: мониторинг проводится один раз весной и осенью каждого года.
	Подстанция Площадь	Зеленые площади		
	Временная строительная площадка	Зоны строительных работ		

12.3.6 Инвестиции в меры по охране почв и водных ресурсов

На этапах строительства и эксплуатации данного проекта меры по охране водных и почвенных ресурсов, предложенные в настоящей главе, будут строго выполняться. Соответствующее озеленение территории станции может сыграть важную роль в стабилизации почвы на этой территории, что позволит эффективно предотвратить эрозию почвы и водных ресурсов. Отчет по охране водных и почвенных ресурсов для данного

этапа отчета по охране водных ресурсов и почв нет, а последующие отчеты будут основываться на специальном отчете по охране водных ресурсов и почв.

12.4 Заключение и рекомендации по экологическим вопросам

1) Заключение

Данный проект направлен на развитие и использование чистой энергии, что соответствует национальной политике промышленного развития, общему плану местного развития и требованиям по охране окружающей среды. Он имеет очевидные экономические, социальные и экологические преимущества. На этапах проектирования, строительства и эксплуатации проекта необходимо строго выполнять меры по охране окружающей среды и предотвращению эрозии почвы и воды, предложенные в отчете. Строительный проект оказывает относительно небольшое воздействие на местную экологию, окружающую среду и соответствует с соответствующим соответствующим национальным нормам в области охраны окружающей среды. Таким образом, с точки зрения охраны окружающей среды и устойчивого развития реализация данного проекта является целесообразной.

2) Рекомендации

Учитывая, что район Лонгчжу, где реализуется проект, является горным и имеет небольшие площади лесных угодий, для обеспечения выполнения мер по охране окружающей среды и сохранению почв и водных ресурсов, а также для эффективного предотвращения эрозии почвы, вызванной строительством, необходимо строго соблюдать систему «трех одновременных мер» по охране окружающей среды и сохранению почв и водных ресурсов, а также создать систему мониторинга и надзора.

Рекомендуется, чтобы строительная организация незамедлительно поручила соответствующему автономному органу подготовить отчет об оценке воздействия на окружающую среду и отчет о плане сохранения почвы и водных ресурсов для проекта.

13 Безопасность труда и гигиена труда

13.1 Основания, задачи и цели

Проект по охране труда и гигиене труда для данного проекта в основном соответствует следующим законам, нормам и техническим стандартам.

13.1.1 Законы и нормативные акты

«Закон о безопасности труда Китайской Народной Республики» (Указ № 70 Президента Китайской Народной Республики от 2002 г.)

«Трудовой кодекс Китайской Народной Республики» (Указ № 28 Президента Китайской Народной Республики от 1994 г.)

«Закон Китайской Народной Республики о профилактике и борьбе с профессиональными заболеваниями» (Указ № 60 Президента Китайской Народной Республики от 2001 г.)

«Закон Китайской Народной Республики об электроэнергетике» (Указ № 60 Президента Китайской Народной Республики от 1995 года)

«Правила по надзору за безопасностью специального оборудования» (Постановление № 373 Государственного совета Китайской Народной Республики от 2003 г.)

«Правила по управлению безопасностью строительных проектов» (Постановление № 393 Государственного совета Китайской Народной Республики от 2003 г.)

«Двадцать пять ключевых требований по предотвращению крупных аварий в сфере производства электроэнергии» (Документ № 589 Национального управления электроэнергетики от 2000 г.)

«Правила по надзору и управлению условиями труда в электроэнергетике» (Документ № 126 Департамента электроэнергетики от 1998 г.)

«Уведомление об усилении работы по обеспечению «трех **одновременностей**» в отношении объектов безопасности в строительных проектах» (Документ № 1346 Национальной комиссии по развитию и реформам от 2003 г.)

13.1.2 Технические стандарты и спецификации

- «Нормы и правила проектирования противопожарной защиты зданий» (GB50016-2006)
- «Нормы и правила сейсмостойкого проектирования зданий» (GB50011-2010)
- «Нормы по сейсмостойкому проектированию сооружений» (GB50191-2012) «Стандарт по защите от наводнений» (GB50201-94)
- «Нормы и правила проектирования систем молниезащиты зданий» (GB50057-2010) «Требования безопасности к ветрогенераторам» (GB 18451.1-2001) «Санитарные нормы промышленного дизайна» (GBZ1-2002)
- «Правила безопасности для подъемных механизмов» (GB6067-2010)
- «Технические условия для стационарных промышленных ограждений» (GB4053.3-93) «Технические условия для стационарных стальных лестниц» (GB4053.1-93)
- «Правила техники безопасности при выполнении работ в электроэнергетике» (электрическая часть электростанций и подстанций) (GB26860-2011)
- «Технические условия по проектированию заземления электрооборудования» (SDJ8-1998)
- «Правила техники безопасности для ветроэнергетических комплексов» (DL796-2001) «Правила эксплуатации ветроэнергетических комплексов» (DL666-2001) «Технические условия на проектирование ветроэнергетических комплексов» (DL 5383-2007)
- «Методика составления отчета о технико-экономическом обосновании проекта ветроэнергетического комплекса» (Документ № 899 Государственной комиссии по развитию и реформам от 2005 г.)
- «Руководство по составлению планов действий в чрезвычайных ситуациях в области охраны труда для производственных и коммерческих подразделений» (AQ/T 9002-2006)
- «Нормы по проектированию размещения огнетушителей» (GB50140-2005) «Общие принципы по безопасности проектирования огнетушителей производственного оборудования» (GB5083-1999)
- «Промышленные железнодорожные и автомобильный транспорт Правила безопасности» (GB4387-1994)

13.1.3 Задачи и цели

В целях реализации политики «Безопасность превыше всего, профилактика прежде всего, всестороннее управление», проект по охране труда и гигиене труда для данного проекта в основном анализирует различные опасные и вредные факторы, которые могут угрожать личной безопасности и здоровью во время производственного процесса после ввода проекта в эксплуатацию, а затем предлагает конкретные защитные меры в соответствии с требованиями законов, нормативных актов и фактической ситуации проекта для обеспечения безопасности и здоровья работников в производственном процессе, а также безопасности зданий и оборудования проекта. В отношении основных опасностей и вредных факторов, которые могут возникнуть в процессе строительства, с точки зрения управления выдвигаются требования к управлению безопасностью производства для строительной организации, подрядчика по инженерным работам и отдела инженерного надзора. Эти требования служат ориентиром для управления строительной организацией в процессе проведения тендеров, приемки завершенных работ и управления безопасной эксплуатацией в области электротехники.

13.2 Обзор проекта и общая планировка

13.2.1 Местоположение проекта

Площадка для планируемой ветровой электростанции и системы накопления энергии расположена в Осакаровском районе Карагандинской области, Казахстан. Проект находится примерно в 150 километрах к юго-востоку от столицы Казахстана, Астаны, и является частью Тирмирского района Карагандинской области. У проекта есть один участок, который расположен вдоль национальной трассы М36, что обеспечивает удобное транспортное сообщение. Это ветропарк, расположенный на местности сложного рельефа. Текущая мощность данного проекта составляет 500 МВт, строительство будет осуществляться за один этап, а на территории ветропарка будет построена новая подстанция.

13.2.2 Масштаб проекта

Планируемая мощность проекта составляет 500 МВт, всего будет установлено 63 ветрогенератора

(окончательная модель турбин будет определена по результатам тендера на поставку оборудования).

Штат электростанции составляет 35 человек, включая 5 сотрудников управления и обслуживания и 30 сотрудников по эксплуатации и техническому обслуживанию.

13.2.3 Общая планировка

Юго-западная часть площадки станции находится примерно в 4 километрах от южного подъезда к территории объекта. Подъездная дорога к станции соединяется с дорогой для технического обслуживания внутри площадки, что облегчает транспортировку оборудования и монтаж.

Рельеф местности на территории станции представляет собой пологий склон, высота которого увеличивается в западном направлении и уменьшается в восточном, с уклоном около 4%. У подножия западного склона подстанции будет проложена дренажная канава шириной 1,0 м и глубиной 1,0 м, а на западной дороге для технического обслуживания будет проложена боковая канава для перехвата воды, после чего вода будет равномерно сбрасываться через южную дренажную канаву подстанции в низменную зону на восточной стороне, удаленную от подстанции.

13.3 Анализ рисков для безопасности и здоровья в рамках проекта

13.3.1 Опасные факторы в период строительства

Объем строительных работ по данному проекту в основном включает установку ветровых турбин и трансформаторных будок, подстанцию 220 кВ, здания управления и другие сооружения и оборудование, а также другие вспомогательные и сопутствующие работы. Общий срок строительства данного проекта составляет 24 месяца.

Исходя из объема строительных работ и условий окружающей среды данного проекта, основные возможные несчастные случаи в процессе строительства включают: пожар, травмы в результате взрывов, травмы при подъеме грузов, травмы, связанные с транспортными средствами, падения с высоты, удары предметами, механические травмы, обрушения, наводнения, оползни, селевые потоки, травмы в результате камнепадов, электротравмы, а также стихийные бедствия, такие

удары молнии и травмы от укусов ядовитых насекомых; основные факторы риска для здоровья работников включают запыленность и шум.

13.3.2 Факторы опасности в период эксплуатации

Во время эксплуатации ветроэлектростанции операторы обычно управляют ветрогенераторами из диспетчерской. Во время плановых проверок или технического обслуживания им необходимо подниматься на оборудование для осмотра и обслуживания. С учетом особенностей производственного процесса ветроэлектростанции основные опасные происшествия в период эксплуатации включают обрушения, падения с высоты, поражения электрическим током, травмы при подъеме грузов, механические травмы, пожары и взрывы, обрушение башни ветрогенератора, поломку лопастей ветрогенератора, а также стихийные бедствия, такие как удары молнии, аварийные заморозки и укусы вредных ядовитых насекомых; основные факторы риска для здоровья работников включают шум, влажность и электромагнитное излучение.

13.4 Меры по обеспечению безопасности труда и гигиены труда

13.4.1 Меры по обеспечению безопасности труда и гигиены труда на этапе строительства

Поскольку строительная площадка расположена на склоне холма и находится вдали от города, для предотвращения несчастных случаев, вызванных опасными факторами в процессе строительства, в рамках данного проекта в основном применяются следующие управленческие и технические меры.

13.4.1.1 Управление организацией безопасности строительства

- а) Каждый подрядчик должен создать организацию по управлению безопасностью и разработать полную систему управления безопасностью и рабочие процедуры.
- б) Планировка строительной площадки должна быть разумной, а для опасных операций должны быть предусмотрены меры безопасности и назначен инспектор по технике безопасности.
- с) Строительная организация должна проводить регулярные совместные совещания по вопросам безопасности с

подрядчиками для изучения и согласования соответствующих вопросов безопасности, а также вести соответствующую документацию.

d) Необходимо проводить регулярные проверки безопасности, а выявленные риски несчастных случаев должны регистрироваться, фиксироваться в документах и устраняться в установленные сроки.

e) Строительный подрядчик должен создать полную систему управления безопасностью и разработать рабочие процедуры, а также обучить сотрудников строгому их соблюдению.

f) Подрядчик должен добросовестно внедрять «Систему управления безопасностью при использовании трудящихся-мигрантов», обеспечить бригаду мигрантов штатными специалистами по безопасности, осуществлять их строгий контроль и неукоснительно соблюдать систему должностных обязанностей. В процессе трудоустройства необходимо усилить надзор и проверки для искоренения «трех нарушений».

13.4.1.2 Требования к зонам опасных работ

a) На склонах, краях открытых поверхностей и т. д. должны быть установлены ограждения или заметные предупреждающие знаки. В случае высоких склонов, опасных камней и т. д. должен быть выделен специальный персонал для осмотра и своевременного устранения опасных камней или установки защитных подпорных стен, защитных навесов и т. д.

b) В зонах оползней и селевых потоков необходимо осуществлять регулярный контроль силами специально выделенного персонала. О любых отклонениях от нормы следует незамедлительно сообщать и принимать соответствующие меры.

c) Дорожная одежда подъездных дорог на объекте должна быть прочной и ровной, а несущая способность автомобильных мостов должна соответствовать требованиям по грузоподъемности транспортных средств. В противном случае необходимо принять меры по усилению конструкций.

d) В опасных зонах должны быть установлены заметные предупреждающие знаки и защитные меры.

13.4.1.3 Требования к хранению опасных материалов

Кислородные баллоны, ацетиленовые баллоны, бочки с карбидом кальция и т. п.

храниться отдельно и вдали от источников огня. Минимальное расстояние должно составлять более 10 метров. Запрещается перевозить кислородные баллоны и ацетиленовые баллоны вместе на одном транспортном средстве.

13.4.1.4 Требования безопасности к строительным рабочим помещениям

а) Строительные площадки должны иметь устойчивое основание, быть прочными, а пожарная безопасность должна соответствовать техническим требованиям. Запрещается возводить строительные площадки в местах, подверженных обвалам грязевых потоков, наводнениям, оползням, камнепадам и т. д.

б) Должны быть предусмотрены надежные меры противопожарной защиты.

13.4.1.5 Меры по управлению безопасностью в период строительства

Строго соблюдать «Закон о безопасности производства», «Правила управления безопасностью производства на строительных объектах», «Порядок обеспечения безопасности при строительстве объектов электроэнергетики», «Дополнительные положения об усилении управления безопасностью при строительстве объектов электроэнергетики» и другие нормативные акты. Создать организацию по управлению безопасностью строительства, разработать и строго соблюдать системы управления безопасностью и процедуры безопасной эксплуатации, усилить надзор и инспектирование безопасности на строительной площадке для обеспечения безопасности строительства.

Строительная организация должна поручить строительство ветропарка опытным и авторитетным строительным организациям, имеющим соответствующую квалификацию, а также поручить квалифицированной надзорной организации осуществлять надзор за безопасностью производства в период строительства. Строительная организация должна подписать с подрядчиком соглашение об управлении безопасностью производства, четко определив их соответствующие обязанности по управлению безопасностью и меры безопасности, которые должны быть приняты, а также назначить менеджеров по безопасности на объекте для координации управления безопасностью в период строительства.

13.4.1.6 Технические меры безопасности на период строительства

а) Предотвращение пожаров и взрывов

Разумно спроектировать планировку строительной площадки. Противопожарная дистанция каждого временного здания (сооружения) должна быть спроектирована в соответствии с «Нормами и правилами проектирования противопожарной защиты зданий». Организовать эвакуационные пути и соблюдать правила оснащения средствами пожаротушения.

Легковоспламеняющиеся и взрывоопасные материалы должны храниться отдельно в соответствии с действующими нормами, при этом количество хранящихся материалов не должно превышать установленный предел. Использование открытого огня строго запрещено, необходимо установить предупреждающие знаки. Работой с опасными материалами занимается специально выделенный персонал. Во время строительства пожарная пожарная эксплуатации системой система строго строго соблюдается. Во время пожарных операций принимаются защитные меры для предотвращения возникновения пожаров.

b) Предотвращение травм при подъемных работах и дорожно-транспортных происшествий

Для предотвращения травм при подъемных работах в рамках данного проекта был разработан план подъема оборудования для установки ветрогенераторов и создана временная монтажная платформа. Все подъемные механизмы подобраны с учетом фактических нагрузок и оснащены средствами безопасности, соответствующими действующим нормам. Операторы имеют сертификаты и строго соблюдают правила техники безопасности «Десять запретов при подъеме грузов». Проведение строительных подъемных работ запрещено при неблагоприятных погодных условиях.

Для предотвращения травм, связанных с транспортными средствами, проектирование дорог в рамках данного проекта осуществляется в соответствии с положениями «Технических условий проектирования заводских и шахтных дорог», а перевозка транспортных средств строго соответствует действующим нормам. Установлены соответствующие дорожные знаки безопасности.

c) Предотвращение падений, ударов предметами и травм от механических воздействий

В ходе монтажа оборудования в рамках данного проекта выполняется много высотных работ. Для предотвращения падений с высоты и ударов предметами в период строительства в основном принимаются следующие меры:

На всех высотных рабочих площадках, проходах,

лестницах, ямах и т. д., а отверстия, устья колодцев, траншеи и т. д. закрываются крышками. На лестницах и платформах принимаются меры по предотвращению скольжения. На высотных платформах, проходах и краях устанавливаются ограждения для предотвращения падения предметов и травм людей.

Высотные работы строго соответствуют положениям «Технических спецификаций по безопасности высотных работ в строительстве». Персоналу предоставляются страховочные ремни и устройства защиты от падения.

Для предотвращения несчастных случаев, связанных с механическими травмами, строго соблюдаются «Требования безопасности к защитным кожухам механического оборудования». На небольшие вращающиеся механизмы устанавливаются защитные кожухи, а на крупные — ограждения.

d) Предотвращение обрушений

Для предотвращения несчастных случаев, связанных с обрушением во время строительства, предусмотрены необходимые меры защиты для временных строительных платформы, монтажных платформ, подпорных стен и котлованов; разрабатываются специальные строительные планы для возведения опалубки, монтажа строительных лесов, подъемно-транспортных работ и сноса зданий, а также принимаются технические меры безопасности. Земляные работы следует проводить сверху вниз, а метод выемки грунта со дна котлована не следует применять. Необходимо принять меры по дренажу. Вынутый грунт следует размещать в соответствии с правилами, а не беспорядочно складывать вдоль ограждения или временных построек.

e) Предотвращение травм, вызванных горными наводнениями, оползнями, селями и падением камней

Для предотвращения травм, вызванных горными наводнениями, оползнями, селями и падением камней во время строительства и транспортировки, соответствующие ведомства и персонал должны усилить патрулирование и мониторинг во время ливней. При вождении во время ливня контролируйте скорость, не останавливайтесь и не задерживайтесь надолго, будьте бдительны и следите за состоянием дороги, а также своевременно эвакуируйтесь при

обнаруживается опасность.

f) Предотвращение травм от поражения электрическим током

Строго соблюдайте положения «Технических спецификаций по временной электробезопасности на строительных площадках». В проекте используется система защиты TN-S. Электрооборудование должно быть надежно заземлено или подключено, а изоляция и развязка линий электропередачи и электрооборудования должны выполняться в соответствии с правилами для предотвращения электротравм.

Здания, башни ветряных турбин и крупное подъемное оборудование оснащены устройствами молниезащиты в соответствии с требованиями спецификаций.

g) Меры по предотвращению взрывов

1) При проведении взрывных работ в карьерах необходимо строго соблюдать национальные «Правила безопасности при проведении взрывных работ». С учетом конкретных условий и особенностей строительства должны быть разработаны меры по управлению взрывными работами, согласовано время проведения взрывов, усилена бдительность в зоне воздействия, обеспечено безопасное запускание взрывов и эффективное управление воздействием на окружающую среду.

2) В связи с ограниченной площадью проведения работ необходимо уменьшить расстояние между скважинами и их глубину, выбрать более низкий взрывной индекс, а также уменьшить заряд, чтобы сократить дальность разлета и количество разлетающихся камней. Одновременно с этим путем корректировки расположения скважин и порядка взрыва следует изменить направление линии наименьшего сопротивления, чтобы избежать ее направления в сторону зон пребывания людей, важных зданий, основного технологического оборудования и других объектов.

3) Что касается устранения и снижения опасности сейсмических волн для прилегающей территории, можно применять сегментированную задержку и микродифференциальный взрыв с задержкой в миллисекундах.

4) Не применяйте взрыв без защитного слоя.

5) Защита от падающих камней.

h) Меры по предотвращению запыленности и шума В связи с большим количеством точек (участков) проведения строительных работ загрязнение пылью и шумом на строительных площадках является довольно серьезным. Подрядчик по строительству должен обеспечить охрану труда строительного персонала на объекте, приняв такие меры, как влажные методы работы, ношение масок, берушей и установка защитных устройств, чтобы снизить вредное воздействие пыли и шума на строительных рабочих.

i) Поскольку строительство ветропарка ведется в горной лесной местности, для предотвращения вреда со стороны ядовитых насекомых подрядчик должен провести необходимую очистку строительной площадки и прилегающей территории перед началом работ, а также принять необходимые защитные меры во время строительства. Одновременно с этим временные навесы должны быть оборудованы средствами, предотвращающими проникновение змей и других животных. Для проведения ночных работ должно быть обеспечено достаточное освещение.

j) Поскольку строительная площадка расположена в горной лесной местности, необходимо тщательно проводить работы по предотвращению лесных пожаров.

13.4.2 Меры по обеспечению безопасности труда и гигиены труда

13.4.2.1 Меры по предотвращению пожаров и взрывов

a) Проектная пожарная защита данного объекта основана на принципе «предупреждение превыше всего, сочетание мер по предотвращению и устранению», и соответствует действующим «Нормативам пожарной безопасности зданий», «Техническим условиям проектирования ветровых электростанций» и «Нормативам пожарной безопасности тепловых электростанций и подстанций» и другим нормам. Системы противопожарной защиты зданий и оборудования спроектированы рационально.

Конкретные технические меры пожарной безопасности данного проекта представлены в главе 7 «Проект по пожарной безопасности» настоящего отчета.

b) Необходимо организовать специальное место для хранения легковоспламеняющихся и взрывоопасных грузов

необходимо оборудовать, а в зонах хранения опасных грузов и помещениях с бензиновыми генераторами и т. п. следует установить противопожарное оборудование в соответствии с требованиями норм.

с) Меры по предотвращению пожаров и взрывов в электрооборудовании

1) Устройство сброса давления масляного главного трансформатора расположено вдали от частей, предназначенных для эксплуатации и осмотра, чтобы предотвратить сбой в работе защитного устройства при выходе оборудования из строя, а также чтобы предотвратить сброс внутреннего давления и нанесение вреда работникам через устройство сброса давления. Главный трансформатор имеет резервуар для сбора масла в случае аварии.

2) В качестве аккумуляторов выбраны взрывозащищенные аккумуляторы, не требующие обслуживания.

3) Установлена система автоматического контроля температуры ветрогенератора.

д) Проектирование и выбор сосудов под давлением для всех гидравлических устройств тормозных и управляющих систем осуществляются в соответствии с действующими нормами «Стальные сосуды под давлением» и «Правила технического надзора за безопасностью сосудов под давлением». На оборудовании гидравлической масляной системы установлены предохранительные клапаны, манометры, указатели уровня жидкости и другие защитные приспособления.

13.4.2.2 Предотвращение обрушения

Для предотвращения обрушения ветрогенераторных установок фундамент ветрогенераторных установок проектируется в соответствии с «Нормативами по проектированию железобетонных конструкций», «Нормативами по проектированию фундаментов зданий» и «Нормативами по проектированию полуавтоматических башен», а ветрогенераторные установки должны соответствовать требованиям «Требований безопасности к ветрогенераторным установкам». Конструктивная безопасность оборудования должна быть полностью учтена с учетом 50-летней экстремальной скорости ветра.

Между ветрогенераторными установками, между ветрогенераторными установками и воздушными линиями электропередачи, в пределах дорог на территории объекта, подстанции, здания управления, а также офисных и жилых зон должны быть обеспечены достаточные безопасные расстояния.

13.4.2.3 Предотвращение падений с высоты и ударов предметами

Для предотвращения падений с высоты и ударов предметами во время эксплуатации на всех рабочих платформах, проходах и лестницах высотой более 1 м должны соблюдаться нормы, такие как «Стационарные прямые стальные лестницы», «Стационарные наклонные стальные лестницы», «Стационарные промышленные стальные платформы» и «Технические условия безопасности для стационарных промышленных ограждений». Необходимо установить ограждения, крышки, решетки, а также оборудовать крышками устья колодцев, устья ям и другие отверстия, а также предусмотреть промежуточные платформы для отдыха при подъеме на вышки и оснастить ремнями безопасности и устройствами защиты от падения персонал, осуществляющий техническое обслуживание при высотных работах.

13.4.2.4 Предотвращение электротравм и ударов молнией

Данный объект оснащен устройствами заземления, такими как рабочее заземление, защитное заземление, заземление системы молниезащиты, антистатическое заземление и заземление экранирования. Сопротивление заземления всей сети заземления должно быть менее 4 Ом.

Заземление для молниезащиты спроектировано в соответствии с соответствующими требованиями «Координации защиты от перенапряжений и изоляции для электрических установок переменного тока» и «Норм проектирования молниезащиты зданий». В соответствии с требованиями к молниезащите различных зданий и оборудования должны быть установлены соответствующие средства защиты от прямых ударов молнии и индуцированной молнии. Помимо устройств молниезащиты самих генераторов ветровых турбин, также приняты соответствующие меры: корпус генератора ветровой турбины, башня и заземляющая сеть надежно соединены. В точке соединения отвода молниезащиты генератора ветровой турбины с заземляющей сетью следует проложить заземляющую сеть с импульсным сопротивлением. Для защиты на шинах распределительного устройства и воздушных линиях ветропарка должны быть установлены окисно-цинковые разрядники.

Для предотвращения поражения электрическим током в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов, таких как «Технические правила проектирования высоковольтного распределительного оборудования» и «Руководство по проектированию безопасности электрооборудования», расположение основного электрооборудования на подстанции соответствует требованиям к защитным расстояниям для оборудования под напряжением; открытые части оборудования, молниеотводы и т. д. соответствуют минимальным требованиям к защитным расстояниям от пешеходных дорожек, перил, трубопроводов и т. д.; уровень изоляции, заземление и защита нулевого соединения электрооборудования соответствуют требованиям, установленным государством.

Для предотвращения аварий, связанных с неправильной эксплуатацией электрооборудования, в соответствии с соответствующими нормами, такими как «Двадцать пять ключевых требований по предотвращению крупных аварий в сфере производства электроэнергии» и «Технические правила проектирования высоковольтного распределительного оборудования», используется оборудование с функциями «пяти мер предосторожности» и устанавливаются соответствующие блокирующие устройства.

13.4.2.5 Предотвращение травм при подъемных работах

Для предотвращения несчастных случаев, связанных с подъемными работами, в рамках данного проекта принимаются следующие технические меры:

a) Выбор подъемных механизмов, соответствующих требуемой рабочей нагрузке; диспетчерская крана оснащена блокировочным устройством для предотвращения поражения электрическим током.

b) При выборе оборудования производитель обязан предоставить полный комплект средств безопасности, таких как сигнализация и ограничители, соответствующих действующим требованиям «Правил безопасности для подъемных механизмов».

c) Между каждой частью подъемного механизма, поднимаемым грузом и вспомогательными инструментами, а также линиями электропередачи или другими зданиями и оборудованием соблюдается достаточное безопасное расстояние.

d) Подъемные работы запрещены во время грозы и при ветре 6-й и выше степени.

13.4.2.6 Меры по предотвращению обрушения башни ветрогенератора

Основные причины обрушения башни ветрогенератора включают плохую геологию фундамента, некачественное строительство фундамента ветрогенератора, недостаточный расчет нагрузки, низкое качество изготовления башни и сильные резонансные повреждения башни, вызванные сильным ветром. Поэтому при выборе площадки, проектировании и расчете нагрузки на фундамент, обеспечении качества строительства, контроле качества изготовления оборудования и т. д. строго соблюдаются соответствующие нормы; ветротурбина устанавливается в месте, где величина вертикального сдвига на высоте турбины и неровности рельефа незначительны, а при различных ветровых условиях маловероятно образование турбулентности; также налаживается система обеспечения безопасности эксплуатации турбины.

13.4.2.7 Меры по предотвращению поломки лопастей ветрогенератора

Основными причинами поломки лопастей ветрогенератора являются: перегрузка, вызванная недостаточной расчетной нагрузкой, превышение скорости, удар молнии, разрушение материала от усталости и т. д. Для этого прочность и жесткость лопастей ветрогенератора рассчитываются в соответствии с нормами, лопасти ветрогенератора защищаются заземлением, а также проводятся регулярные проверки лопастей ветрогенератора во время эксплуатации и т. д., и настраивается система защиты безопасности работы турбины.

12.4.2.8 Предотвращение шума и вибрации

Нормы по борьбе с шумом на рабочих участках данного проекта реализуются в соответствии с положениями соответствующих стандартов, таких как «Нормы проектирования по борьбе с промышленным шумом» и «Нормы гигиены труда при проектировании промышленных объектов». В основном принимаются следующие меры:

а) При выборе основного и вспомогательного оборудования производитель обязан предоставить оборудование, соответствующее национальным стандартам по шуму. Кабина оборудована средствами шумоподавления.

b) Для зон с высоким уровнем шума, возникающего при длительной непрерывной работе, принимаются меры по шумоподавлению и звукоизоляции, а в диспетчерской и дежурной комнате используются двери и окна с хорошими звукоизоляционными характеристиками и стеновые материалы с хорошими звукопоглощающими свойствами.

13.4.2.9 Предотвращение электромагнитного излучения

Источниками излучения в данном проекте являются в основном электромагнитные поля промышленной частоты, генерируемые распределительным и электрическим оборудованием. При проектировании безопасные расстояния между распределительным и электрическим оборудованием устанавливаются в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов, таких как «Стандарты гигиены промышленного проектирования», а также принимаются меры по изоляции рабочих зон и зон пребывания персонала, а также меры по экранированию электронного оборудования, чувствительного к помехам, что позволяет предотвратить вредное воздействие электромагнитного излучения.

13.4.2.10 Меры по предотвращению ущерба от вредных насекомых и вредителей Данная ветряная электростанция расположена в холмистой местности, покрытой лесами (лугами), где обитает много вредных насекомых. Для предотвращения укусов насекомых и исключения коротких замыканий, вызываемых мелкими животными в помещениях распределения электроэнергии и диспетчерских, следует установить сетки и двери из нержавеющей стали. Необходимо регулярно удалять сорняки вокруг ветряных турбин и на территории электростанции. Дежурный персонал должен носить защитную одежду. Во всех зонах, где люди работают в ночное время, должно быть установлено достаточное освещение.

Поскольку энергетический комплекс находится вдали от населенного пункта, дежурная комната комплекса должна быть оснащена необходимыми медикаментами и оборудованием.

13.4.2.11 Меры по защите от влаги

Эта ветряная электростанция расположена в горной местности с высокой влажностью воздуха. Поэтому во всех диспетчерских, распределительных помещениях и т. д. принимаются соответствующие меры по защите от влаги и осушению.

Ветрогенераторы, которые не эксплуатировались более одного месяца,

пройти проверку изоляции перед вводом в эксплуатацию. Только после прохождения проверки их можно запускать.

13.4.2.12 Меры по предотвращению отравлений и тепловых ударов

Токсичные материалы, используемые при строительстве, должны храниться в строгом соответствии с требованиями и применяться в ограниченных количествах с соблюдением мер по предотвращению отравления. Для работников, занятых в летний период на высоких температурах и на открытом воздухе, должны быть приняты меры по охлаждению, вентиляции и другие эффективные меры.

13.4.2.13 Меры по предотвращению дорожно-транспортных происшествий

Площадка ветропарка расположена в холмистой местности со сложным рельефом гор. Дороги внутри энергетического поля и внешние транспортные пути находятся в плохом состоянии. Для предотвращения дорожно-транспортных происшествий дороги ветропарка должны быть ровными и свободными от препятствий. Все мосты, водопропускные трубы и дороги должны обеспечивать безопасное движение различных транспортных средств.

На опасных участках должны быть установлены дорожные знаки предупреждения. Водители должны вести машину осторожно, а эксплуатация транспортных средств с неисправностями должна быть запрещена.

13.4.2.14 Знаки безопасности

Знаки безопасности установлены в опасных зонах, где в рамках данного проекта могут произойти несчастные случаи. Установленные знаки безопасности соответствуют действующим стандартам, таким как «Знаки безопасности», «Цвета безопасности» и «Руководство по использованию знаков безопасности».

13.5 Управление безопасностью и охраной труда на ветровой электростанции

13.5.1 Создание органов управления безопасностью и охраной труда и распределение персонала

Данный проект представляет собой «необслуживаемую» (с минимальным штатом) подстанцию. Отдельного органа по управлению безопасностью и охраной труда не создано. Управление и обеспечение безопасности и охраны труда, а также вопросы противопожарной безопасности находятся в ведении отдела производственных технологий и отдела безопасности, в которых задействован специальный персонал. Контрольно-измерительные приборы и оборудование настроены в лаборатории.

На ветровой электростанции имеется простая медицинская амбулатория, оснащенная стандартными лекарствами и оборудованием для оказания неотложной помощи.

Главный ответственный за электростанцию, начальник отдела безопасности и персонал по управлению безопасностью должны участвовать в обучении и экзаменах, организуемых отделом надзора за безопасностью, в соответствии с требованиями для получения сертификатов квалификации. Персонал, выполняющий специальные операции, должен пройти профессиональное обучение и оценку, организованные отделом надзора за качеством и технологиями или отделом надзора за безопасностью, для получения сертификатов квалификации, прежде чем он сможет приступить к работе. Эксплуатационный персонал должен пройти обучение по технике безопасности и сдать экзамен перед вступлением в должность.

13.5.2 Система управления безопасностью

После ввода ветропарка в эксплуатацию строительная организация должна создать систему ответственности за безопасность производства и систему управления безопасностью, разработать процедуры безопасной эксплуатации и эффективно осуществлять управление безопасностью и охраной труда при эксплуатации объекта для предотвращения несчастных случаев. Система управления безопасностью должна включать следующее:

а) Система надзора за безопасностью производства

В целях контроля за выполнением различных правил техники безопасности, мер по предотвращению несчастных случаев и соответствующих инструкций по технике безопасности, поступающих от вышестоящих органов, а также для отслеживания нарушений трудовой дисциплины и распоряжений, ветропарк должен разработать систему надзора за техникой безопасности, в которой должны быть определены содержание надзора за техникой безопасности, полномочия и обязанности инспекторов по технике безопасности, профессиональные стандарты, текущая работа по надзору за техникой безопасности, расследование несчастных случаев, анализ несчастных случаев, предотвращение несчастных случаев, уведомления о надзоре за техникой безопасности и т. д.

б) Система управления по предотвращению пожаров, предотвращению неисправностей электрооборудования, предотвращению падений с высоты и т. д.

Для обеспечения строгого соблюдения противопожарных правил и предотвращения пожаров

, ветропарк должен разработать подробные системы противопожарных работ.

Для эффективного предотвращения электротравматизма и обеспечения безопасности персонала и оборудования ветропарк должен разработать систему управления по предотвращению нарушений при работе с электрооборудованием, в которой должны быть определены процедуры и требования к эксплуатационным и ремонтным работам, а также меры по управлению и обучению в целях предотвращения нарушений.

Во время проверок и технического обслуживания ветропарка персонал часто выполняет высотные работы, поэтому необходимо разработать меры управления по предотвращению падений с высоты, в которых должны быть указаны условия для высотных работ, различные технические меры безопасности и меры надзора.

с) Правила по гигиене труда и охране труда

Для защиты здоровья эксплуатационного персонала и предотвращения несчастных случаев ветропарк должен разработать правила управления гигиеной труда и охраной труда, предусматривающие надзор со стороны отдела по надзору за безопасностью в отношении мер по предотвращению тепловых ударов и охлаждению, предотвращению влажности, профилактике профессиональных заболеваний, специальной защите работников, средствам индивидуальной защиты и т. д.

d) Система управления рабочими и эксплуатационными разрешениями

Система рабочих и эксплуатационных билетов (далее «два билета») является ядром «Процедур по обеспечению безопасности в электроэнергетике». Это важная организационная мера, обеспечивающая безопасность персонала и оборудования. Для строгого внедрения системы «двух билетов» ветропарк должен разработать подробную систему управления рабочими и эксплуатационными билетами с учетом собственной ситуации.

e) Система расследования и урегулирования несчастных случаев и система статистики несчастных случаев

Ветропарк должен создать систему расследования несчастных случаев, отчетности о несчастных случаях

и статистику несчастных случаев в соответствии с требованиями таких нормативных актов, как Постановление Госсовета № 34 «Временные правила

о порядке расследования чрезвычайно крупных несчастных случаев» и Постановления Госсовета № 75 «Правила уведомления о несчастных случаях с работниками предприятий и их урегулирования», чтобы обеспечить извлечение уроков из происшествий и предотвратить повторение подобных несчастных случаев.

f) Другие системы управления охраной труда и гигиеной труда

В соответствии с действующими национальными и местными законами и нормативными актами ветропарк должен также разработать правила по управлению безопасностью автотранспортных средств, правила по закупке, проверке и использованию средств и оборудования безопасности, систему обучения по вопросам безопасности, систему поощрений и взысканий в сфере безопасности, правила по управлению безопасностью при проведении ремонтных работ на объекте, а также правила по управлению безопасностью в отношении привлеченных и временных работников, систему проведения совещаний по вопросам безопасности и т. д. Составьте правила; Составьте правила безопасности безопасности производства работы институционализированной, стандартизированной и нормализованной, чтобы обеспечить нормальную работу ветропарка, а также личную безопасность и здоровье персонала.

13.6 Создание системы аварийно-спасательных работ

В рамках данного проекта создана организация по аварийно-спасательным работам и сформирована аварийно-спасательная бригада. План аварийно-спасательных работ составлен в соответствии с действующими «Руководящими принципами составления планов действий в чрезвычайных ситуациях при авариях, связанных с безопасностью производственной и хозяйственной деятельности» (AQ/T 9002-2006). Одновременно с этим обеспечено наличие достаточного количества средств аварийно-спасательных работ, средств индивидуальной защиты и медикаментов для оказания неотложной помощи.

13.6.1 Состав системы планов действий в чрезвычайных ситуациях

Система планов действий в чрезвычайных ситуациях включает в себя комплексный план действий в чрезвычайных ситуациях, специальный план действий в чрезвычайных ситуациях и план действий на месте происшествия.

13.6.1.1 Идентификация опасных факторов

1) Участок ветропарка

Риски механических травм и падения с высоты

Точки риска: высотные рабочие платформы, такие как внутренняя лестница башни ветрогенератора, гондола и втулка.

Факторы опасности: во время выполнения техническим персоналом таких операций, как подъем на башню для осмотра, замена редукторов и тормозных колодок, существует риск падения с высоты; вращающиеся части лопастей ветрогенератора, редукторы и высокоскоростные валы могут привести к запутыванию и заземлению.

Риск поражения электрическим током

Точки риска: трансформаторы коробчатого типа, линии сбора на месте, гондола ветрогенератора и нижний шкаф трансформатора башни.

Факторы опасности: во время операций по переключению и техническому обслуживанию линий существует риск поражения электрическим током; короткое замыкание электрооборудования, изношенная изоляция могут привести к ожогам от электрической дуги; во время грозы оборудование может подвергаться перенапряжению от удара молнии.

Риски, связанные со стихийными бедствиями и
экстремальными погодными явлениями
Точки риска: вся
территория ветропарка.

Факторы опасности: в Карагандинской области возможны сильные ветры, низкие температуры, обледенение, песчаные бури и т. д. Сильные ветры могут превышать расчетную нагрузку ветрогенераторов, вызывая повреждение оборудования; обледенение может привести к образованию наледи на лопастях, нарушая динамический баланс и влияя на производительность; песок усиливает износ оборудования.

Риск возгорания

Точки риска: гондола ветрогенератора (содержащая электрические шкафы, инверторы, смазочное масло и т. д.).

Факторы опасности: Короткое замыкание электрической цепи, перегрев, утечка смазочного масла, перегрев тормозной системы и т. д. — все это может стать источником возгорания, вызвав пожар в гондоле, а тушение пожара затруднительно.

2) Раздел «Станция накопления энергии»

Риск теплового разгона аккумуляторной системы (основной риск)

Точки риска: Внутри отсека (контейнера) аккумуляторной батареи. Факторы опасности: Литий-ионные батареи могут вызывать реакции внутреннего выделения тепла при перезарядке, переразряде, внутреннем или внешнем коротком замыкании, при механическом повреждении или из-за производственных дефектов, что приводит к тепловому разгону. Тепловой разгон мгновенно вызывает выделение большого количества горючих газов (таких как водород, окись углерода) и высоких температур, и может распространиться от одного модуля батареи к другому, вызывая пожар или взрыв во всем отсеке батарей. Это самый серьезный риск для безопасности системы накопления энергии.

Утечка токсичных и вредных газов и риск удушья

Точки риска: отсек аккумуляторной батареи, распределительный отсек. Факторы опасности: тепловой разгон батареи или утечка электролита приводят к выделению токсичных газов (таких как водород, окись углерода). Эти газы накапливаются в замкнутом пространстве, создавая риск отравления для тех, кто туда попадает. Кроме того, система пожаротушения инертным газом (например, перфторгексаном) может вызвать локальный дефицит кислорода, что приведет к удушью.

Риск поражения электрическим током

Точки риска: преобразователь системы накопления энергии (PCS), сторона постоянного тока батарейного блока, отсек повышающего преобразователя.

Факторы опасности: Напряжение постоянного тока в системе накопления энергии высокое, а количество энергии — большое. В случае короткого замыкания энергия дуги чрезвычайно высока, что с большой вероятностью может привести к серьезному несчастному случаю с ожогом от дуги. Персонал, осуществляющий техническое обслуживание, подвергается риску поражения электрическим током высокого напряжения во время работ.

Риск возгорания и взрыва

Точки риска: аккумуляторный отсек, кабельный канал.

Факторы опасности: помимо самого аккумулятора, вызывающего тепловой разгон, причиной возгорания могут служить также ослабленные электрические соединения, перегрузка кабелей, неисправности в PCS и другом оборудовании. Воспламеняющиеся газы, выделяющиеся в результате теплового разгона аккумулятора, в смеси с воздухом могут вызвать взрыв газа в замкнутом

при контакте с источником воспламенения.

Риск химической опасности

Точки риска: аккумуляторный отсек.

Факторы опасности: электролит аккумулятора представляет собой органический растворитель, который является легковоспламеняющимся веществом и обладает определенной коррозионной активностью. В случае утечки это может привести к загрязнению окружающей среды и химическим ожогам кожи персонала.

13.6.1.2 Комплексный план действий в чрезвычайных ситуациях

Комплексный план действий в чрезвычайных ситуациях подробно описывает общие политики, стратегии, организационную структуру и соответствующие обязанности в чрезвычайных ситуациях, а также основные требования и процедуры для действий и мер в чрезвычайных ситуациях, и представляет собой всеобъемлющий документ для реагирования на различные аварии.

13.6.1.3 Специальный план действий в чрезвычайных ситуациях

Специальный план действий в чрезвычайных ситуациях представляет собой план или схему, разработанную для конкретных категорий аварий, источников опасности и оказания экстренной помощи. Он является составной частью комплексного плана действий в чрезвычайных ситуациях и должен быть разработан в соответствии с процедурами и требованиями комплексного плана действий в чрезвычайных ситуациях, а также служить приложением к нему. Специальный план действий в чрезвычайных ситуациях должен содержать четкие процедуры спасения и конкретные меры по оказанию экстренной помощи.

13.6.1.3 План ликвидации последствий на месте

План ликвидации последствий на месте представляет собой меры реагирования на чрезвычайные ситуации, разработанные для конкретного оборудования, участков, объектов или должностей. План ликвидации последствий на месте должен быть конкретным, простым и четко ориентированным. План ликвидации последствий на месте должен составляться на основе оценки рисков и мер по контролю опасностей, обеспечивая знание и владение этими мерами соответствующим персоналом, а также способность быстро реагировать и правильно действовать в чрезвычайных ситуациях посредством проведения учений по ликвидации последствий.

13.6.2 Основные специальные планы действий в чрезвычайных ситуациях

Специальные планы действий в чрезвычайных ситуациях, подготовленные для данного проекта, в основном включают:

- a) План действий в чрезвычайных ситуациях при пожаре и взрыве;
- b) План действий в чрезвычайных ситуациях при поражении электрическим током;
- c) План действий в чрезвычайных ситуациях при обрушении башни ветрогенератора;
- d) План действий в чрезвычайных ситуациях при поломке лопасти ветрогенератора;
- e) План действий в чрезвычайных ситуациях при грозовой погоде;
- f) План действий в чрезвычайных ситуациях при штормовой погоде;
- g) План действий в чрезвычайных ситуациях при отключении электроэнергии на ветровой электростанции;
- h) План действий в чрезвычайных ситуациях при крупных дорожно-транспортных происшествиях.
- i) План действий в чрезвычайных ситуациях при пожаре в помещении для хранения аккумуляторных батарей

13.6.3 Организационная структура и обязанности

В случае аварии реализация плана действий в чрезвычайных ситуациях осуществляется системой аварийно-спасательных работ. Система аварийно-спасательных работ состоит из командного центра и специализированных бригад.

13.6.3.1 Состав командного центра

Главкомандующим командного центра является генеральный директор. В состав командного центра должны входить руководители отделов завода, таких как производство, оборудование, безопасность, противопожарная защита и медицина, а также технический персонал, обладающий или способный получить соответствующие знания об обществе, производственных объектах, системах хранения, а также о чрезвычайных ситуациях и спасательных операциях. Члены командного центра непосредственно руководят каждой подчиненной профессиональной аварийно-спасательной бригадой и подотчетны главнокомандующему, который координирует работу каждой бригады.

13.6.3.2 Состав профессиональных команд

Специализированные группы — это аварийно-спасательные команды, которые при наступлении аварии спешат на место происшествия и реализуют план аварийно-спасательных работ на передовой. Их можно разделить на следующие задачи:

Группа связи: обеспечивает бесперебойную связь и передачу информации между профессиональными группами, командным центром и диспетчерской;

руководство эвакуацией и самоспасением персонала посредством радиовещания.

Группа безопасности: обеспечивает безопасность на территории завода, планирует эвакуацию персонала в зависимости от развития ситуации и контролирует въезд и выезд персонала и транспортных средств в зону происшествия.

Группа аварийно-спасательных и ремонтных работ: члены этой группы должны хорошо знать место аварии, рельеф местности, оборудование и технологический процесс. При условии соблюдения мер защиты они ремонтируют оборудование, чтобы предотвратить расширение масштабов аварии, уменьшить ущерб от аварии и ограничить расширение зоны опасности.

Медицинская спасательная бригада: поиск, спасение, защита и эвакуация пострадавших в результате аварии.

Транспортная группа: отвечает за перевозку персонала и оборудования в ходе аварийно-спасательной операции.

Пункт материально-технического обеспечения: обеспечивает материально-техническую поддержку спасательной операции.

Это включает аварийно-спасательное оборудование, спасательное защитное оборудование, оборудование для мониторинга, а также оборудование для управления и связи и т. д. Должны быть четко определены списки ответственных лиц и членов командного центра и специализированных групп, номера телефонов для связи, распределение оборудования и т. д.

должны быть четко оговорены.

13.6.4 Условия оказания экстренной помощи

В соответствии с потребностями аварийно-спасательных работ данный объект оснащен соответствующим аварийно-спасательным оборудованием, включая средства связи, спасательное оборудование и средства защиты, а места их хранения отмечены на карте эвакуации при аварийно-спасательных работах.

13.7 Количественные показатели специального проекта, инвестиционный бюджет и план реализации мер по охране труда и промышленной гигиене

Специальные инвестиции в обеспечение безопасности труда и гигиены труда в рамках данного

проекте в основном включают следующее:

- а) Реализация проектов по техническим мерам безопасности, таких как проекты по противопожарной защите, вентиляции, шумоизоляции и мониторингу безопасности и т. д.;
- б) Оборудование, инструменты, приборы и измерительные приборы для обеспечения безопасности, а также ежедневное техническое обслуживание этих устройств безопасности;
- с) обеспечение сотрудников средствами индивидуальной защиты в соответствии с национальными стандартами;
- д) Прочие расходы на меры технической безопасности, связанные с предотвращением несчастных случаев, например, расходы на разработку и внедрение планов аварийно-спасательных работ при несчастных случаях на производстве и т. д.

Большая часть вышеуказанных инвестиций включена в основные инвестиции проекта. Инвестиции, не охваченные основным проектом, подробно перечислены в таблице 13.7-1 ниже:

Таблица 13.7-1 Смета специальных инвестиций в области охраны труда и промышленной гигиены

Порядков й №	Позиция	Сумма (десяти Тысяча юаней)
1	Вспомогательные средства по охране труда и промышленной гигиене	24
2	Средства индивидуальной защиты	4
3	Системы, материалы и оборудование для спасения при авариях и чрезвычайных ситуациях	10
4	Оценка безопасности	10
5	Знаки безопасности	2
	Итого	50

13.8 Оценка ожидаемого эффекта

При проектировании данного объекта были приняты соответствующие меры предосторожности по всем аспектам, таким как проектирование зданий (конструкций), проектирование и выбор оборудования, а также предотвращение пожаров, взрывов, обрушений, падений, травм при подъеме грузов, механических травм, поражения электрическим током, влаги, шума и вибрации и т. д., в соответствии со всеми применимыми правилами, нормами и стандартами. В то же время ветропарк оснащен системой контроля и защиты безопасности эксплуатации, системой защиты заземления электрооборудования и системой защиты микрокомпьютерного контроллера от помех, и с помощью системы микрокомпьютерного мониторинга осуществляет мониторинг, контроль, управление и управление производственным процессом в режиме реального времени, создавая благоприятные условия для безопасной эксплуатации ветропарка, сокращая количество несчастных случаев и обеспечивая безопасность и здоровье работников. При условии строгого соблюдения правил «трех одновременных мер» на этапе строительства, а также строгого следования процедурам эксплуатации, технического обслуживания и управления после ввода в эксплуатацию, данный проект позволит достичь хороших результатов в области безопасности труда и гигиены труда.

14 Энергосбережение и сокращение потребления

14.1 Обзор проекта

14.1.1 Местоположение

Местоположение планируемой ветровой электростанции и системы накопления энергии находится в Осакаровском районе Карагандинской области, Казахстан. Проект расположен примерно в 150 километрах к юго-востоку от столицы Астаны, входящей в состав Тирмирского района Карагандинской области. Для проекта предусмотрена одна площадка, расположенная вдоль национальной трассы М36, с удобным транспортным сообщением. Это ветропарк, расположенный на сложной местности. Текущая мощность в 500 МВт будет построена за один этап, а также будет построена подстанция для нового ветропарка.

14.1.2 Общая схема

Планируемая мощность на данный период составляет 500 МВт, всего будет установлено 63 ветрогенератора (окончательная модель турбин будет определена по результатам тендера на поставку оборудования).

Проект ветропарка включает в себя ветрогенераторы и подстанцию для передачи электроэнергии.

Расположение ветрогенераторов: Ветропарк расположен на высоте от 600 до 800 м, его мощность составляет 500 МВт.

Электрическая схема:

- 1) Внутри ветрогенераторов установлены коробчатые подстанции. Схема прокладки кабелей

Для коллекторных линий используются методы воздушной и прямой заглубленной прокладки.

Схема расположения распределительного устройства 220 кВ

- 1) Наружное высоковольтное распределительное устройство 220 кВ имеет среднемасштабную компоновку с двумя главными трансформаторами и одним выходным полем 220 кВ. Главный трансформатор размещен между распределительным устройством 220 кВ и распределительным помещением 35 кВ с учетом требований к транспортировке оборудования, электрических и противопожарных расстояний в проекте. Главный трансформатор

подключен к распределительному помещению 35 кВ через общую шину.

2) Расположение распределительного устройства 35 кВ, диспетчерской и устройства компенсации реактивной мощности

Оборудование распределительного устройства 35 кВ представляет собой бронированные выдвижные металлические шкафы, расположенные в помещении в двухрядной конфигурации; полевые трансформаторы и полевые низковольтные распределительные шкафы размещены в распределительном помещении 380 В. Помещение управления расположено на втором этаже.

Для устройства компенсации реактивной мощности 35 кВ выбраны устройства динамической компенсации реактивной мощности, размещенные на открытом воздухе.

Планировка строительной площадки: Общая планировка строительства учитывает такие факторы, как масштаб проекта, план и график строительства, стоимость и т.д., следуя принципам адаптации к местным условиям, соответствия современным требованиям, облегчения производства, удобства проживания, простоты управления, а также безопасности и надежности, и организована в соответствии с требованиями по охране окружающей среды и сохранению водных и почвенных ресурсов. Производственные и жилые зоны, строительные склады, системы электро- и водоснабжения, а также зоны хранения организованы с учетом требований по охране окружающей среды и сохранению водных и почвенных ресурсов.

14.2 Руководящие принципы и основа для составления плана работы по энергосбережению

14.2.1 Руководящие принципы и целевые задачи работы по энергосбережению В соответствии с требованиями научного взгляда на развитие

построение общества, ориентированного на сохранение ресурсов, и экологически безопасного общества, а также активное развитие циркулярной экономики являются стратегическими решениями, принятыми с учетом проблем, с которыми сталкивается наша страна на текущем этапе развития. Проведение мероприятий по энергосбережению и сокращению потребления во всем обществе является ключевым звеном в полноценной реализации этих стратегических решений, а также важной мерой по внедрению «Научного взгляда на развитие» и построению

социалистического гармоничного общества; это неизбежный выбор для построения общества, бережно относящегося к ресурсам и окружающей среде; это необходимый путь для содействия корректировке экономической структуры и трансформации модели роста; это необходимое условие для повышения качества жизни людей и защиты долгосрочных интересов китайской нации.

Энергосбережение и сокращение энергопотребления — это необходимый выбор для смягчения энергетических ограничений, снижения нагрузки на окружающую среду, обеспечения экономической безопасности, достижения цели построения во всех отношениях умеренно процветающего общества и устойчивого развития, отражающий суть научного взгляда на развитие, а также долгосрочная стратегическая задача, которой необходимо уделить более приоритетное внимание. Если мы не будем рассматривать энергосбережение и сокращение потребления с стратегической точки зрения, не будем учитывать общую ситуацию с экономическим развитием нашей провинции, не углубим наше понимание работы по энергосбережению и сокращению потребления и не примем эффективных мер для коренного решения существующих проблем в этой сфере, это повлияет не только на достижение целей энергосбережения и сокращения потребления, но и на сохранение благоприятной динамики стабильного и быстрого экономического развития.

Научный подход к развитию требует, чтобы при росте учитывались не только результаты, но и затраты, с тем чтобы добиться максимально возможных результатов при минимальных затратах ресурсов и экологических издержках, а также встать на путь развития, характеризующийся меньшими затратами, более высокой эффективностью и устойчивостью. Поэтому энергосбережение и сокращение потребления должны рассматриваться как основное направление трансформации модели роста, как важный показатель оптимизации экономической структуры, как критерий оценки того, насколько реально реализована «Научная концепция развития», и для реального достижения цели энергосбережения и сокращения потребления.

14.2.2 Законы, нормативные акты и технические стандарты

Закон Китайской Народной Республики об энергосбережении (Указ Президента [№ 90]);

Закон Китайской Народной Республики о строительстве;

Закон Китайской Народной Республики о возобновляемых источниках энергии;

Закон Китайской Народной Республики о содействии экологически чистому производству; Правила управления качеством строительных проектов (Постановление Государственного

Совета № 279);

Положение об управлении изысканиями и проектированием строительных объектов (Постановление Государственного совета № 293);

Положения об управлении энергосбережением в гражданских зданиях (Постановление Министерства строительства № 76);

Положения о надзоре за осуществлением обязательной энергетической оценки и экспертизы инвестиционных проектов по созданию основных средств (Постановление Министерства строительства № 81);

Положения Уведомление от Министерства Национального развития и реформы Комиссии об усилении работы по энергетической оценке и экспертизе инвестиционных проектов в сфере основных средств [Документ № 2787

Комиссии по развитию и реформам от 2006 г.]; Уведомление Национальной комиссии по развитию и реформам о выпуске Руководства по энергетической оценке и экспертизе инвестиционных проектов в сфере основных средств

(2006 г.);

Комиссия Стандарт для энергосбережения энергосбережения проектирования проектов гражданских зданий (GB50189-2005);

Стандарт оценки экологически чистых зданий (GB/T50378-2006);

Технические рекомендации по экологическому строительству (Документ № 199 Министерства жилищного строительства и развития городских и сельских районов);

Стандарт по энергосберегающему проектированию жилых зданий в районах с жарким летом и холодной зимой (JCJ134-2001);

Стандарт по энергосберегающему проектированию жилых зданий в районах с жарким летом и теплой зимой (JCJ75-2003);

Стандарт энергосберегающего проектирования гражданских зданий (часть «Отопление жилых зданий») (JCJ26-95);

Стандарт Проект Строительных для отопления, вентиляции
и кондиционирования кондиционирования (GB50019-2003);

Технический кодекс по наружной теплоизоляции стен (JGJ144-2004); Стандарт по тепловому проектированию гражданских зданий (GB50176-93);

Нормы и правила проектирования освещения зданий (GB50034-2004);

Нормы проектирования естественного освещения зданий (GB/T 50033-2001);

Стандарт по проверке энергосбережения в жилых зданиях с отоплением (JGJ 132-2001);

«Нормы по электропроектированию гражданских зданий» JGJ16-2008;

«Технические условия эксплуатации систем кондиционирования и вентиляции» GB50365-2005.

14.3 Анализ энергопотребления потребления потребления Типы, количества и показатели энергопотребления

14.3.1 Виды и объемы энергопотребления

Энергопотребление в рамках строительного проекта в основном приходится на электроэнергию и т. п. Согласно проекту организации строительства, к основным энергоресурсам, необходимым в период строительства, относятся: цемент, сталь, мазут, песок и гравий, строительные материалы для возведения жилых домов, а также предметы повседневного спроса. Основное строительство основной конструкции данного проекта в основном основано на оборудовании, потребляющем топливо, и оборудовании, потребляющем электроэнергию. Среди них земляные работы по выемке и засыпке грунта, установка ветряных турбин и т. д. относятся в основном к оборудованию, потребляющему топливо, в то время как проект по заливке бетона включает в себя как оборудование, потребляющее топливо, так и оборудование, потребляющее электроэнергию. При

анализируя и рассчитывая показатели общего энергопотребления и эффективности использования энергии в процессе строительства, расчеты основываются на «Бюджетных квотах для проектов ветровых электростанций», выпущенных Институтом планирования и проектирования гидроэнергетики и водного хозяйства [2007] № 0001, и учитывают методы строительства, подбор и выбор механического оборудования, а также планировку строительства каждого отдельного проекта для расчета и определения. Данные о потреблении ресурсов формируются путем умножения удельного расхода на объем работ.

14.3.2 Анализ потребления ресурсов по проекту основной конструкции

Отдельные проекты включают земляные работы по выемке и засыпке грунта, заливку бетона, изготовление и монтаж арматуры и т. д.

Анализ потребления ресурсов по отдельным проектам рассчитывается на основе удельной стоимости строительных работ.

Таблица анализа потребления ресурсов приведена в таблице 14.3-1. Таблица 14.3-1

Показатели удельного энергопотребления для отдельных проектов

Порядк овый №	Наименование	Удельное энергопотребление Показатель	Удельное потребление дизельного топлива Показатель	Показатель расхода бензина Показатель
1	Бетон Заливка	13,8 кВт·ч/м ³	2, ⁸⁰ кг/м ³	0, ¹⁵ кг/м ³
2	Изготовление и монтаж стальной арматуры установка	119,75 кВт·ч/т	0,99 кг/т	3,01 кг/т
3	Земляные работы Выемка грунта		0,45 кг/м ³	

4	Земляные работы Засыпка		0,22 кг/м ³	

14.3.3 Анализ потребления ресурсов в системе вспомогательного производства на строительстве

Система вспомогательного производства на строительстве данной ветряной электростанции в основном состоит из системы производства бетона. Другие вспомогательные производственные системы в основном используют возможности по ремонту строительной техники и транспортных средств, доступные в местном сообществе, и не создаются в пределах строительного лагеря. На данной ветряной электростанции имеется множество участков, требующих использования бетона, в том числе фундаменты ветряных турбин, фундаменты электрооборудования, строительство зданий подстанций электропередачи и т. д. Общий объем бетона для ветряных турбин составляет примерно 17 500 м³, а расход арматурных стержней — около 2 000 т.

14.3.4 Анализ потребления ресурсов в строительном лагере в период строительства

Строительный лагерь на период строительства подразделяется на постоянную строительную площадку подстанции электропередачи и временные строительные сооружения (включая лагерь заказчика и лагерь подрядчика). Площадь временных строительных сооружений рассчитывается исходя из комплексного показателя площади на человека в размере 5,8 м²/чел. Максимальная численность строительного и управленческого персонала данной ветроэлектростанции составляет 700 человек, при этом средняя численность персонала на объекте составляет 120 человек. Площадь временных строительных помещений составляет примерно 4 060 м². Комплексный показатель мощности нагрузки на жилые помещения и внутреннее освещение в жилых и бытовых помещениях определяется в соответствии с соответствующими положениями тома 4 «Справочника по проектированию организации строительства гидроэнергетических сооружений», а также с учетом наличия в жилой зоне определенных бытовых приборов (кондиционеров, холодильников, стиральных машин, телевизоров и т. д.),

в жилых помещениях, в последние годы показатель потребления электроэнергии выбран равным 25 Вт/м², рассчитанным исходя из 8 часов в сутки и 30 дней в месяц, при общем сроке строительства 24 месяца. Потребление электроэнергии жилыми и бытовыми помещениями в период строительства составляет 584 600 кВт·ч.

14.3.5 Общее потребление энергии в период строительства

Процесс строительства инженерных сооружений является процессом, требующим большого количества энергии. Основные виды потребляемой энергии включают электроэнергию и дизельное топливо и т. д. Как было проанализировано выше, основные статьи энергопотребления в период строительства в основном сосредоточены в крупномасштабных бетонных и монтажных работах; основное энергопотребляющее оборудование в основном включает транспортное оборудование, подъемные механизмы и механическое оборудование на строительном заводе, в то время как энергопотребление производственных зданий, складов и жилых помещений относительно меньше. Поэтому основной задачей энергосберегающего проектирования при организации строительства является выбор экономически эффективных строительных технических решений, внедрение мер по энергосбережению и сокращению энергопотребления в строительных материалах, оборудовании и технологических процессах, снижение затрат на проект и повышение комплексной выгоды предприятия. Виды и объемы энергопотребления в период строительства приведены в таблице 13.3-2.

Таблица 14.3-2. Виды энергопотребления в период строительства и общий объем потребления

№	Наименование	Потребляемая мощность (кВт · ч)	Расход дизельного топлива (кг)	Расход бензина (кг)
1	Заливка бетона	299529	60774	3255,75

2	Стальная арматура Изготовление и монтаж	160824,3	1329,6	4042,4
3	Подъемная техника	-	310800	-
4	Земляные работы	-	31950	-
5	Земляные работы: засыпка	-	13376	-
6	Жилая площадь Социально- бытовые Удобства	144000	-	-

14.3.6 Типы, объемы и показатели энергопотребления в процессе эксплуатации

(1) Потребление электроэнергии

Ветропарк — это проект, который генерирует электроэнергию за счет использования ветровых энергоресурсов. В период эксплуатации основное потребление энергии приходится на потери в линиях электропередачи и электрооборудовании на территории объекта, а также на потребление электроэнергии для нужд объекта.

Уровень напряжения на линиях электропередачи составляет 35 кВ; при этом пропускная способность одной цепи высока, а площадь поперечного сечения проводников невелика. Количество цепей невелико, а коридор для линий легко организовать. Для проводников 35 кВ с той же площадью поперечного сечения потери напряжения составляют лишь около 1/10 от потерь в линиях 10 кВ; потери мощности составляют лишь около 1/12 от потерь в линиях 10 кВ.

Основные потери в электрооборудовании повышательной подстанции связаны с работой главного трансформатора 220 кВ и подстанционного трансформатора. В данном проекте главный трансформатор 220 кВ установлен на открытом воздухе, а в распределительном оборудовании 220 кВ используется традиционное открытое фарфоровое столбовое электрооборудование для наружной установки, в то время как распределительные шкафы 35 кВ размещены в помещениях. Компонировка каждого вида оборудования компактна. Соединение между главным трансформатором и

распределительным оборудованием 35 кВ осуществляется через закрытые шины, и потери в оборудовании относительно невелики.

По оценкам, общее потребление электроэнергии линиями электропередачи, трансформаторными будками, главными трансформаторами и трансформаторами подстанции на объекте в период эксплуатации составляет примерно 1420 МВт·ч в год.

(2) Потребление энергии зданиями

Потребление энергии зданиями в основном относится к энергопотреблению на отопление, охлаждение, вентиляцию и освещение зданий на территории ветропарка. Местоположение находится в зоне с жарким летом и теплой зимой, и основное потребление энергии приходится на охлаждение и вентиляцию летом.

Здания, требующие охлаждения и вентиляции в рамках данного проекта, в основном включают диспетчерскую, помещение релейной защиты, помещение связи, офис, конференц-зал и т. д. Окружающая среда и цвет фасадов зданий соответствуют требованиям энергосбережения, что позволяет снизить теплопоступление от солнечного излучения и уменьшить нагрузку на систему кондиционирования. В здании уменьшена площадь окон и использована конструкция стен с низким коэффициентом теплопередачи, что позволяет снизить воздействие солнечного излучения и уменьшить нагрузку на систему кондиционирования.

(3) Потребление водных ресурсов

Потребление водных ресурсов в период эксплуатации ветропарка в основном включает потребление воды для бытовых нужд обслуживающего персонала, озеленения и противопожарной защиты. Исходя из штата ветропарка в 35 человек, максимальное суточное потребление воды составляет 5 м³ в сутки.

Бытовые сточные воды, образующиеся в период эксплуатации ветропарка, в основном поступают из подстанции повышения напряжения. Максимальный суточный объем сброса бытовых сточных и промывочных вод составляет примерно 4 м³ в сутки. Повышательная подстанция следует принципу экономии воды «одна вода для нескольких целей» и повторно использует бытовые сточные воды. Бытовые сточные воды проходят очистку и соответствуют «Стандарту сброса загрязняющих веществ для городских очистных сооружений» GB18918-2002 класса

А, после чего могут использоваться в качестве технической воды на станции.

14.4 Основные меры по энергосбережению и сокращению потребления

14.4.1 Проектные решения по энергосбережению и сокращению потребления

1) Проект по энергосбережению здания

В данном проекте естественная вентиляция и освещение рассматриваются как основные методы энергосбережения и сокращения потребления в архитектурном проектировании, дополняемые механической вентиляцией, оборудованием для воздухообмена и оборудованием для регулирования кондиционирования воздуха с целью поддержания комфортной внутренней среды.

Используется энергосберегающее оборудование и материалы, соответствующие национальным требованиям. В вентиляционном оборудовании используются энергосберегающие и энергоэффективные изделия для содействия энергосбережению. Используются высокоэффективные энергосберегающие теплоизоляционные материалы для снижения теплотерь при транспортировке. В сплит-системах кондиционирования воздуха используются изделия с коэффициентом энергоэффективности уровня 3 или выше (коэффициент энергоэффективности $\geq 3,0$) для содействия энергосбережению.

Окружающая среда и цвет фасада здания соответствуют требованиям энергосбережения, что позволяет снизить теплоступление от солнечного излучения и уменьшить нагрузку на систему кондиционирования. В здании уменьшена площадь остекления и использованы конструкции стен с низким коэффициентом теплопередачи, что позволяет снизить воздействие солнечного излучения и уменьшить нагрузку на систему кондиционирования.

2) Проект по энергосбережению

Выбор основного электрооборудования основан на принципах безопасности, надежности, низкого энергопотребления, высокой эффективности, комфорта, сохранения ресурсов и экологичности. При выборе параметров основного оборудования данной ветряной электростанции проводится сравнение с несколькими аналогичными проектами и подобным оборудованием. В процессе выбора учитываются требования по повышению эффективности и снижению энергопотребления.

(1) Генераторы ветровых турбин

Основной выбор делается в пользу технологически зрелых и передовых ветрогенераторов.

(2) Сборные линии

Схема расположения разработана с целью минимизации длины сборных линий и сокращения длины силовых кабелей от ветрогенераторов до коробчатой подстанции для уменьшения потерь мощности.

(3) Главные трансформаторы

В качестве главного трансформатора выбран масляный трансформатор с воздушным охлаждением, трехфазный, с двойной обмоткой, ступенчатой изоляцией и регулировкой под нагрузкой, что эффективно снижает потери в холостом состоянии (потери в железе и паразитные потери) и потери под нагрузкой (потери в меди) трансформатора, а также повышает его КПД.

(4) Система электроснабжения ветропарка

Система электроснабжения ветропарка имеет следующие характеристики: нагрузка на станцию относительно невелика, а доля мощности трансформаторов станции в установленной мощности ветропарка очень мала. Поэтому при проектировании подключения станции к энергосистеме следует руководствоваться принципами энергосбережения, эффективности, комфорта, безопасности и экологичности. При проектировании подключения станции к энергосистеме следует учитывать:

a) В соответствии с основной электрической схемой ветропарка, режимом его работы и его ролью в системе определить способ подключения источника питания станции и количество трансформаторных подстанций станции;

b) В соответствии с мощностью, характером, важностью, местом распределения и режимом работы различных нагрузок электростанции, классифицировать и проанализировать их по отдельности, а также рационально выбрать мощность трансформатора электростанции для повышения коэффициента использования трансформатора электростанции;

c) Все трансформаторы станции представляют собой энергосберегающие трансформаторы сухого типа, что позволяет свести к минимуму собственные потери трансформатора.

(5) Система освещения

При освещении ветропарка следует избегать использования ламп накаливания в качестве источника света. Благодаря внедрению новых высокоэффективных энергосберегающих источников света, электронных балластов, новых высококачественных отражателей вместо устаревших и некачественных отражателей, а также выбору передовых и рациональных конструкций освещения для различных условий и т. д., применяются технологии энергосбережения в освещении для достижения целей экономии электроэнергии на освещение, экономии первичной энергии и защиты экологического баланса.

Используйте экологически чистые и энергосберегающие светильники, а также высокоэффективные энергосберегающие лампы, которые позволяют сократить расходы на электроэнергию более чем на 80 % по сравнению с традиционными обычными светильниками, а срок службы источника света в них превышает срок службы обычных источников света более чем в 30 раз.

В местах, где не требуется длительное освещение, следует установить выключатели, и свет должен выключаться, когда люди уходят. Основные зоны освещения (такие как диспетчерский пункт) должны быть оборудованы светильниками с перекрестным освещением и управляться группами, чтобы персонал на месте мог регулировать освещенность в соответствии с различными рабочими потребностями.

Снижение потерь в распределительных линиях является еще одной мерой энергосбережения при проектировании освещения. Это может быть достигнуто следующим образом:

а) Выбор светильников с высоким коэффициентом мощности, установка компенсационных конденсаторов на балластах, что, как правило, позволяет достичь $\cos \phi$ 0,85 или выше, и потери в линии естественным образом уменьшаются.

б) Оптимизации схемы распределения. Для цепей с большим расстоянием подачи питания 380/220 В применяется трехфазное четырехпроводное распределение, что позволяет снизить потери в линии на 75–80 % по сравнению с однофазным питанием.

14.4.2 Меры по снижению расхода материалов

Расход стали в данном проекте в основном приходится на корпус генератора ветротурбины, а также на арматуру и заземление

железобетонных конструкций фундамента ветрогенератора и т. д. Для снижения расхода стали на ветрогенератор такие компоненты, как лопасти, заменяются стеклопластиковыми композитными материалами вместо стали; для снижения расхода стали на вспомогательные сооружения сталь, используемая в них, подвергается гальванической обработке с целью уменьшения коррозии, а также вместо стали используются пластиковые стальные и другие композитные материалы.

Расход цемента в данном проекте в основном связан с бетонными конструкциями фундамента ветрогенератора и подстанции для преобразования напряжения и т. д. Для сокращения использования цемента осуществляется комплексное использование ресурсов, и весь цемент в данном проекте смешивается с водоредуцирующими добавками. Потребление древесины в рамках данного проекта в основном связано с опалубкой, дверями, окнами и мебелью в период строительства. Для сокращения потребления древесины, экономии сырья и защиты окружающей среды использование древесины в данном проекте не рекомендуется. Вся опалубка изготовлена из стальных форм, все окна — из ПВХ, и лишь небольшая часть

дверей и мебели изготовлено из дерева.

Для уменьшения ущерба сельскохозяйственным угодьям и защиты земельных ресурсов в данном проекте не используются глиняные полнотелые кирпичи.

14.4.3 Меры по энергосбережению и сокращению потребления в период строительства

При сравнении инженерно-проектных схем был выбран тот метод строительства, который является осуществимым, предполагает использование современного строительного оборудования (с низким энергопотреблением) и имеет наилучшие экономические показатели. В процессе проектирования были всесторонне задействованы различные средства для содействия эффективному и рациональному использованию ресурсов. График строительства был составлен с учетом оптимального распределения нагрузки, а сроки и последовательность строительных работ были спланированы таким образом, чтобы снизить пиковые нагрузки и обеспечить сбалансированную интенсивность строительства, что позволяет

снизить энергопотребление. Меры по энергосбережению и сокращению потребления в данном проекте в основном отражены в следующих аспектах.

(1) Меры по энергосбережению и сокращению потребления при инженерно-строительных работах

Ключ к инженерному строительству заключается в снижении энергопотребления в процессах земляных работ и транспортировки. В ходе проектирования был всесторонне учтен баланс земляных и каменных работ, а материалы были спланированы разумно, чтобы в конечном итоге достичь цели снижения энергопотребления.

При строительстве основной конструкции было выбрано традиционное и энергоэффективное строительное оборудование, чтобы снизить энергопотребление при земляных работах и транспортировке, уменьшить площадь отвалов и сократить энергозатраты на транспортировку, а также свести к минимуму ущерб окружающей среде.

(2) Меры по энергосбережению и сокращению потребления на строительном заводе

1) Система производства бетона

Заливка бетона была запланирована на сезон с более низкими температурами. В процессе проектирования технологического процесса производства бетона было начато планирование хранения и транспортировки заполнителей с целью снижения температуры заполнителей и рационального распределения времени производства.

2) Комплексный перерабатывающий завод

Полностью использовать местные ресурсы, уменьшить масштаб завода комплексной переработки, тем самым сократив количество оборудования для переработки и технического обслуживания. При выборе оборудования рассмотреть возможность использования нового энергосберегающего оборудования.

3) Меры по очистке сточных вод на строительной площадке и сокращению выбросов

Соблюдать требования «трех одновременных мер» и обеспечить эффективную работу системы очистки сточных вод в период строительства,

усилить контроль за сбросами в период строительства.

(3) Меры по энергосбережению и сокращению потребления на временных зданиях и строительных лагерях

Приспосабливайтесь к местным условиям и учитывайте особенности строительной площадки при размещении зданий и временных сооружений, минимизируйте площадь строительной площадки, сокращайте объем земляных работ и рационально используйте земельные ресурсы, реализуя концепцию сохранения земель.

(4) Меры по управлению энергосбережением в период строительства

Научно и рационально оснащать объекты для персонала и жилые помещения, стараться использовать энергосберегающее оборудование, снижать эксплуатационные расходы и экономить энергию. Усиливать управление энергосбережением, создавать и совершенствовать системы управления энергосбережением (включая фонды энергосбережения, управление затратами на энергопотребление, ответственность за работу по энергосбережению, пропаганду и обучение в области энергосбережения, инженеров-энергетиков и т. д.). Менять мышление, формировать осознание важности ресурсов, энергосбережения и ответственности, а также формировать хорошие привычки энергосбережения.

(5) Проект очистки сточных вод и сокращения выбросов на строительной площадке

Производственные сточные воды ветропарка в период строительства в основном включают сточные воды от промывки бетонных конструкций, сточные воды строительного завода (включая парковки) и

т. д. С точки зрения сокращения выбросов, производственные сточные воды очищаются до

достижения соответствующих стандартов повторного использования и повторно используются, а

бытовые сточные воды очищаются до достижения стандарта перед сбросом. Исходя из

характеристик основных загрязняющих веществ в сточных водах и канализационных стоках в период строительства, определенных в ходе инженерного анализа, различные типы сточных вод и

канализационных стоков очищаются отдельно в соответствии с местными условиями. На каждом выходе сброса сточных вод и канализационных стоков устанавливаются водоочистные сооружения, а

вокруг временной строительной площадки прокладываются дренажные канавы.

14.4.4 Проект по энергосбережению и сокращению потребления, а также соответствующие меры в период эксплуатации

(1) Проект по сокращению выбросов в период эксплуатации

Бытовые сточные воды, образующиеся в период эксплуатации ветропарка, в основном поступают с подстанции. Бытовые сточные воды на подстанции очищаются с помощью устройства очистки сточных вод и сбрасываются после достижения нормативов первого уровня.

Загрязнение нефтепродуктами во время эксплуатации происходит в основном из-за трансформаторов. Оно включает сточные воды от промывки пола, содержащие нефть, образующиеся в результате утечки рабочего масла, а также утечки масла во время технического обслуживания оборудования. Для предотвращения загрязнения нефтепродуктами применяется сочетание мер по контролю источников и перехвату сточных вод для очистки. Усиливается контроль за оборудованием и трубопроводами во избежание утечек масла, что позволяет обеспечить экологически чистое производство; во время технического обслуживания оборудования на землю выкладываются абсорбирующие материалы, такие как древесная стружка, для своевременного устранения загрязнения маслом. Главный трансформатор оснащен масляной ванной и резервуаром для сбора масла в случае аварии. Масляные сточные воды собираются и очищаются специализированной организацией. Собранные масляные сточные воды могут быть переданы на очистку специализированной организации.

(2) Меры по сокращению выбросов в период эксплуатации

1) Ветропарк должен разработать метод оценки энергосбережения, стремиться к повышению уровня управления производством и снижению уровня энергопотребления в производстве и быту.

2) Использовать интеллектуальное электроуправляющее оборудование для научного управления с целью снижения производственных затрат, экономии энергии и повышения эффективности, в том числе: разумно планировать режим работы трансформаторов для снижения потерь в нагрузке и потерь в холостом ходу; по возможности использовать энергосберегающее и эффективное оборудование, а также отключать некоторые осветительные приборы в определенных случаях при соблюдении

требованиям эксплуатации, технического осмотра и технического обслуживания.

3) Научно и разумно оснащать производственный и управленческий персонал, а также жилые помещения и сооружения, стремясь снизить потребление энергии на душу населения. Строго соблюдать нормы выделения транспортных средств для служебного пользования и использовать экологически чистые автомобили с низким расходом топлива и низким уровнем выбросов, соответствующие национальным стандартам.

4) Рационально подбирать модели кондиционеров, контролировать температуру в производственных и жилых помещениях, при этом температура кондиционирования в производственных помещениях не должна превышать расчетного значения.

5) В системах водоснабжения используются энергосберегающие и экологически чистые водяные насосы с переменной частотой, сантехника — водосберегающих типов, а также используется регенерированная вода. В системе горячего водоснабжения используются электрические водонагреватели накопительного типа.

6) Сброс сточных вод: бытовые сточные воды из каждой точки водопотребления на подстанции сначала оседают в септике, а затем собираются в регулирующем резервуаре для бытовых сточных вод. Очищенные сточные воды, прошедшие через комплексную очистную установку, соответствуют нормам сброса и сбрасываются в сборный резервуар. Когда на станции требуется уборка дорог, мойка автомобилей и полив зеленых насаждений, погружной насос запускается вручную. Если уровень воды в сборном резервуаре достигает определенного уровня, она сбрасывается в наружную систему сбора дождевой воды через погружной насос. Кухонные сточные воды очищаются с помощью кухонного маслоотделителя и подключаются к сети бытовых сточных вод станции, а затем сбрасываются в интегрированное оборудование для очистки сточных вод для дальнейшей очистки. Масляные сточные воды — это в основном слив аварийного масла из трансформатора. При сливании аварийного масла из трансформатора оно сначала сбрасывается в главный масляный колодец трансформатора, затем через сеть слива масла поступает в бассейн для аварийного масла для отделения масла от воды, а отделенные сточные воды сбрасываются в трубопровод для дождевой воды на станции,

а масло из бассейна для слива масла транспортируется в назначенное место в соответствии с правилами.

7) Усилить работу по информированию, просвещению и обучению сотрудников в области энергосбережения.

8) Усилить надзор и контроль за процессом эксплуатации электростанции для обеспечения выполнения мер по энергосбережению и сокращению потребления, а также достижения показателей энергоэффективности.

14.5 Выводы и рекомендации

14.5.1 Заключение

После завершения проекта он сможет ежегодно поставлять в энергосистему в среднем 1 846 049 МВт·ч экологически чистой электроэнергии. По сравнению с угольными электростанциями, согласно статистическим данным, опубликованным Китайским советом по электроэнергетике в 2025 году в «Ежегодном отчете о развитии электроэнергетики (2025)», потребление угля для производства электроэнергии составляет 302,4 г/(кВт·ч). Таким образом, ежегодно можно сэкономить 565 000 тонн условного топлива. Соответственно, можно сократить выбросы различных вредных газов и выхлопных газов, в том числе примерно

147,7 т выбросов дымовой пыли, 720 т выбросов диоксида серы, 1,5178 млн т выбросов углекислого газа и 664,6 т оксидов азота (в пересчете на NO₂). Сокращение этих выбросов сыграет определенную роль в содействии улучшению состояния местной окружающей среды.

Ветровая энергия является чистым и возобновляемым источником энергии. Она не создает проблем загрязнения воздуха и воды или хранения отходов. Основное потребление энергии в период эксплуатации ветровой электростанции связано с потерями в линии сбора, электрооборудованием, а также потреблением электроэнергии для производственных и бытовых нужд. Основное потребление энергии в период строительства связано с потреблением электроэнергии, масла и воды строительной техникой. Благодаря различным мерам по энергосбережению в период строительства и

эксплуатации все показатели энергосбережения данного проекта могут соответствовать требованиям национальных норм, и он будет реализован как экологически чистый, энергоэффективный и экономичный проект по производству ветровой энергии.

Развитие и использование ветровых ресурсов является эффективным средством для корректировки энергетической структуры и реализации устойчивого развития энергетики. Разработка и строительство данного проекта не только привносят новые достопримечательности в местную туристическую индустрию, способствуя развитию местного туризма, но и помогают скорректировать местную промышленную структуру и стимулировать развитие местной экономики, принося значительную социальную и комплексную экономическую выгоду. Кроме того, при производстве электроэнергии ветровыми электростанциями не выделяются вредные газы и не образуются твердые отходы, что обеспечивает очевидную экологическую выгоду. Реализация данного проекта принесет значительные социальные и комплексные экономические выгоды.

14.5.2 Рекомендации

(1) При эксплуатации и планировании работы энергосистемы с точки зрения общего энергосбережения, сокращения энергопотребления и снижения выбросов рекомендуется в полной мере использовать роль ветроэнергетики в замене ископаемого топлива и сокращении однократного энергопотребления. Необходимо приложить усилия для обеспечения максимально возможного поглощения ветровой электроэнергии энергосистемой.

(2) Рекомендуется, чтобы ветроэлектростанция создала и усовершенствовала систему статистики энергопотребления оборудования и зданий, а также качественно вела статистику энергопотребления основного рабочего оборудования и определяла энергопотребление зданий. В соответствии с требованиями планирования энергосистемы и характеристиками ветровых ресурсов ветроэлектростанции следует организовывать техническое обслуживание и ремонт оборудования, чтобы обеспечить работу ветроэлектростанции с полной энергоэффективностью в ветреный сезон

и повысить коэффициент использования оборудования.

(3) Рекомендуется, чтобы застройщик выбрал лучшего подрядчика по строительству, оптимизировал план строительства, повысил и оптимизировал эффективность использования строительной техники, а также включил оборудование с высоким энергопотреблением в период строительства в показатели оценки и показатели управленческой оценки подрядчика.

(4) Рекомендуется усилить информационно-просветительскую работу по энергосбережению, а также обучение персонала ветроэлектростанции с целью сокращения энергопотребления зданий.

(5) Рекомендуется усилить надзор и инспектирование процессов строительства и эксплуатации для обеспечения реализации мер по энергосбережению и выполнения показателей энергоэффективности в периоды строительства и эксплуатации.